

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности способов утилизации попутного нефтяного газа на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении (Иркутская область)
УДК 622.279.4:628.477(571.53)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗВ	Белоусов Андрей Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

 Максимова Ю. А.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
З-2БЗВ	Белоусову Андрею Владимировичу

Тема работы:

Анализ эффективности способов утилизации попутного нефтяного газа на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении (Иркутская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)	22.02.2018г., № 1217/с
---	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы	04.06.2018г.
---	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p><i>Пакет технологической информации по месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.</i></p> <p><i>Объект исследования – площадка УПН-1 на ВЧНГКМ.</i></p> <p><i>Режим работы – Непрерывный.</i></p> <p><i>Вид сырья – газ попутный нефтяной.</i></p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования,</i></p>	<p><i>Литературный обзор:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - сведения о месторождении, строения залежи или пласта - физико-химические свойства нефти - динамика разработки месторождения

проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	<p>- способы утилизации попутного нефтяного газа в России, в других странах.</p> <p>Аналитический обзор:</p> <p>- технологическая схема установки подготовки газа, состав получаемого газа.</p> <p>- анализ эффективности способов утилизации попутного нефтяного газа на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении</p>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Социальная ответственность»	Ассистент Макашева Юлия Сергеевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Ассистент Абраменко Никита Сергеевич

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	26.02.2018 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			26.02.2018 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗВ	Белоусов Андрей Владимирович		26.02.2018 г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3В	Белоусову Андрею Владимировичу

Инженерная школа природных ресурсов		Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на установку и эксплуатацию газокompрессорной станции на ВЧНГКМ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1. Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №212 от 24.07.2009 в ред. от 19.12.2016

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование перспективности установки газокompрессорной компрессионной станции на ВЧНГКМ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составление мероприятий для установки и эксплуатации газокompрессорной станции
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка сравнительной эффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.04.2018г.
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			02.04.2018г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3В	Белоусов Андрей Владимирович		02.04.2018г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3В	Белоусову Андрею Владимировичу

Инженерная школа природных ресурсов		Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является УПН-1 на ВЧНГКМ (Иркутская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> - физико–химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно–технический документ); - предлагаемые средства защиты; - (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т. ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); 	8.1 Анализ вредных производственных факторов. Методы их снижения и устранения 8.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе 8.1.2 Повышенный уровень шума 8.1.3 Повышенный уровень вибрации 8.1.4 Недостаточная освещённость рабочей зоны 8.2 Анализ опасных производственных факторов 8.2.1 Механические опасности 8.2.2 Электробезопасность. Поражение электрическим током 8.2.3 Аппараты под давлением
3. Охрана окружающей среды: <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды 	8.3 Охрана окружающей среды

4. Защита в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	8.4 Защита в чрезвычайных ситуациях
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	8.5 Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирования проектных решений 8.5.1 Организационные мероприятия 8.5.2 Особенности законодательного регулирования проектных решений

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	22.03.2018г.
---	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич		22.03.2018г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗВ	Белоусов Андрей Владимирович		22.03.2018г.

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 112 с., 19 рис., 23 табл. 9 приложений, 22 источника.

Ключевые слова: Верхнечонское месторождение, попутный нефтяной газ, утилизация, временное подземное хранилище газа, пласт-коллектор, топливный газ, электростанция собственных нужд, разработка, компонентный состав.

Объектом исследования является попутный нефтяной газ Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы анализ способов утилизации попутного нефтяного газа на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении.

В дипломной работе приведены: краткая геолого-физическая характеристика месторождения, анализ текущего состояния фонда скважин и разработки, литературный обзор технологий утилизации ПНГ, процесса сепарации нефти на УПН-1 и описание работы ЭСН-3.

Попутный нефтяной газ используется для собственных нужд а также, для закачки в Осинский горизонт для хранения и дальнейшего его использования, главным образом для генерации электроэнергии, для нагревания нефти в УПН, обогрева зданий и в качестве топлива для приводов компрессоров. Эти методы позволяют утилизировать около 95% всего ПНГ.

В результате работы проведен анализ эффективности методов использования, проведен обзор мирового опыта утилизации попутного нефтяного газа.

Перечень основных обозначений и сокращений

В настоящей работе применены следующие сокращения:

ВЧНГ – Верхнечонскнефтегаз;

УПН – установка подготовки нефти;

ОРН – объекты ранней нефти;

ВЧНГКМ – Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение;

ГТА – газотурбинный агрегат;

ЭСН – электростанция собственных нужд;

УПТГ – установка подготовки топливного газа;

ВПХГ – временные подземные хранилища газа;

ППД – поддержание пластового давления;

СНГ – сжиженный нефтяной газ;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

ГКС – газокompрессорная станция;

ГПЗ – газоперерабатывающем завод;

ШФЛУ – широкая фракция лёгких углеводородов;

ГТУ – газотурбинная установка;

ДГУ – дизель-генераторная установка;

ГТЭС – газотурбинная электростанция;

СОГ – сухой отбензиненный газ;

GTL – Gas-To-Liquid;

SMDS – Shell Middle Distillate Synthesis;

ГЖК – газожидкостная конверсия;

ТЭГ – триэтиленгликоль;

НСВ – нефтепромысловые сточные воды;

ГПВС – газопаровоздушная смесь;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

Оглавление

Введение.....	12
1. Общие сведения о месторождении	14
2. Геология месторождения.....	16
2.1 Геологическое строение и стратиграфия.....	16
2.3 Нефтегазоносность.....	19
2.4 Физико-химические свойства нефти.....	23
3. Динамика разработки месторождения	27
3.1 Текущее состояние разработки Верхнечонского месторождения	27
3.2 Анализ состояния фонда скважин	28
4. Методы утилизации попутного нефтяного газа	30
4.1 Попутный нефтяной газ, его химические и физические свойства	30
4.2 Использование и утилизация попутного нефтяного газа	31
4.3 Российский опыт утилизации ПНГ	33
4.4 Опыт передовых стран в вопросах утилизации ПНГ	40
4.4.1 Канада.....	40
4.4.2 США	41
4.4.3 Великобритания	42
4.4.4 Норвегия.....	44
4.4.5 Казахстан	46
4.4.6 GTL технология переработки газа в Катаре.....	47
5 Система сбора, подготовки, нефти и газа на ВЧНГ	53
5.1 Данные о технологии подготовки нефти и газа на площадке УПН-1 .	53
5.2 Данные о технологии подготовки газа на УПГ	55
5.2.1 Компрессорная установка низкого давления.....	56
5.2.2 Компрессорная установка высокого давления	56
6 Методы утилизации ПНГ применяемые на ВЧНГ	59
6.2 Выработка электроэнергии на ЭСН-3.....	59
6.2.1 Краткое описание ЭСН-3	59

6.2.2 Топливная система ЭСН-3	60
6.2.3 Методика расчета числа Воббе по компонентному составу газовой смеси.....	62
6.3 Исследование методов регулирования закачки попутного газа в объекты хранения, представленные газовыми залежами при проявлении газового режима на Верхнечонском ВПХГ	65
6.3.1 Основные задачи технологии многолетней закачки и хранения попутного газа в пластах-коллекторах ВПХГ	65
6.3.2 Выбор объекта для закачки и хранения попутного нефтяного газа на ВЧНГКМ	69
6.3.3 Оценка возможности закачки газа в Осинский горизонт	71
6.3.4 Оценка возможности закачки газа в газовую шапку пласта ВЧ-1	72
6.3.5 Оценка возможности закачки газа в Преображенский горизонт	74
6.3.6 Особенности функционирования Верхнечонского ВПХГ	74
6.3.7 Разработка системы закачки и хранения попутного газа на Верхнечонском ВПХГ	79
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	85
7.1 Затраты на установку газокompрессорной станции	85
7.1.1 Расчет стоимости необходимого оборудования	85
7.1.2 Расчет времени на проведение мероприятия	86
7.1.3 Расчет количества необходимой техники	86
7.1.4 Расчет затрат на оплату труда	87
7.2 Затраты на эксплуатацию	88
7.2.1 Заработная плата работников ГКС.....	89
7.2.2 Нормативные затраты на энергоносители.....	90
7.2.3 Нормативный показатель затрат на смазочные материалы	91
7.2.4 Нормативные показатели затрат на гидравлическую жидкость.	92
7.2.5 Стоимость эксплуатации машины в год.....	92
7.3 Расчет экономической эффективности мероприятия.....	93
8 Социальная ответственность.....	94

8.1 Анализ вредных производственных факторов. Методы их снижения и устранения	94
8.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе	95
8.1.2 Повышенный уровень шума	96
8.1.3 Повышенный уровень вибрации	96
8.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	97
8.2 Анализ опасных производственных факторов.....	98
8.2.1 Механические опасности	98
8.2.2 Электробезопасность. Поражение электрическим током.....	99
8.2.3 Аппараты под давлением	99
8.3 Охрана окружающей среды	100
8.4 Защита в чрезвычайных ситуациях.....	104
8.5 Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирования проектных решений.....	106
8.5.1 Организационные мероприятия	106
8.5.2 Особенности законодательного регулирования проектных решений.....	109
Заключение	110
Список используемой литературы	111

Введение

Верхнечонское месторождение нефти, являющееся самым крупным в Иркутской области, открыто в 1978 году. Свое название оно получило благодаря реке Чоне. Находится оно в Катангском районе примерно в 1000 км севернее Иркутска. Извлекаемые запасы — 201,6 млн. т. нефти, 95,5 млрд. кубометров газа.

В настоящее время оператором проекта и держателем лицензии является ОАО «Верхнечонскнефтегаз» (ВЧНГ).

Разработка месторождения на протяжении многих лет сдерживалась полным отсутствием транспортной инфраструктуры.

В 2007 г. ОАО «ВЧНГ» построен нефтепровод от месторождения до места врезки в строящийся магистральный трубопровод Восточная Сибирь – Тихий Океан. Диаметр нефтепровода составляет 530 мм, длина – 92 километра, пропускная способность более 10 млн. м³.

С 2005 года месторождение осваивалось в режиме опытно-промышленной эксплуатации, в октябре 2008 года было подключено к Восточному нефтепроводу (до окончания его строительства нефть Верхнечонского месторождения пойдёт по трубопроводу в реверсном режиме, на запад). С 2011 года разработка идет месторождения в промышленном режиме.

По состоянию на 01.01.2017 г. в границах лицензионного участка пробурено 511 скважин в основном с горизонтальным окончанием ствола.

Анализ данных, полученных в ходе геологоразведочных работ и опытной эксплуатации, показал наличие ряда серьезных проблем. На данный момент можно достаточно четко обозначить некоторые из них:

- наличие многолетнемерзлых пород в разрезе;
- выделение коллекторов и текущего насыщения, при интерпретации геофизических материалов;

- способ заканчивания скважины и осложнения при освоении скважин;
- интенсивное отложение АСПО в скважинах;
- гидратообразование;
- непродолжительная стадия фонтанной эксплуатации скважин;
- способность нефти к образованию стойких эмульсий;
- совместимость пластовых и закачиваемых вод;

Из-за существующих неопределенностей и сложности геологического строения Верхнечонского месторождения, в 2009 г. специалисты Блока Технологий ТНК-ВР совместно со специалистами ОАО «ВЧНГ» провели специализированные исследования керна и разработали гидродинамическую модель вытеснения сырой нефти газом. На основе результатов данной работы проведен анализ перечисленных осложнений и проблем при утилизации попутного газа на Верхнечонском месторождении, рассмотрены причины их возникновения и предложены варианты решения.

1. Общие сведения о месторождении

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на территории Катангского района Иркутской области в 250 км севернее г.Киренска и в 250 км северо-восточнее разведанного Ярактинского месторождения (Приложение А).

В 600 км юго-западнее находится г.Усть-Кут, пос. Ербогачен (районный центр) в 100 км северо-западнее месторождения. Ближайший населенный пункт с.Преображенка расположен в 50 км к западу от месторождения.

К юго-западу от Верхнечонского месторождения расположены Дулисьминское (190 км), Ярактинское (250 км) и Марковское (310 км) нефтегазоконденсатные месторождения.

Район слабо заселен и освоен, местность покрыта труднопроходимой тайгой. Сейсмически неактивен, по карте сейсмического районирования СССР (1983 годы) сейсмичность на площади месторождения равна 5 баллам.

Климат района резкоконтинентальный с продолжительной холодной зимой и жарким коротким летом, с годовым максимально-экстремальными колебаниями температур от плюс 36° до минус 58°С. Среднегодовая температура минус 5,5 °С. В зимний период господствует мощный антициклон с солнечной безветренной погодой. В это время происходит сильное выхолаживание приземного воздуха, что обуславливает сезонное промерзание грунтов на 1,5-2 м и островное развитие многолетней мерзлоты.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к большой флекуре, осложняющей западный склон Пеледуйского куполовидного поднятия Непско-Ботуобинской антеклизы. Размеры флексуры 55х50 км, высота складки 80 м.

Разрез месторождения представлен породами кембрийской, каменноугольной и юрской систем.

Промышленные скопления углеводородов приурочены к подсолевым терригенно-карбонатным отложениям нижнего кембрия.

Промышленные притоки нефти достигают: из терригенных отложения до $230\text{м}^3/\text{сут}$, газа $270\text{ тыс.м}^3/\text{сут}$; из преображенского горизонта – нефти до $43,2\text{м}^3/\text{сут}$, газа $21,4\text{ тыс.м}^3/\text{сут}$ и осинского – нефти $14,7\text{м}^3/\text{сут}$, газа до $109,9\text{ тыс.м}^3/\text{сут}$. Потенциальное содержание конденсата составляет $43,56\text{ г/м}^3$.

Наиболее изучены в геологическом отношении и подготовлены к промышленному освоению залежи углеводородов в отложениях верхнечонского и преображенского горизонтов.

2. Геология месторождения

2.1 Геологическое строение и стратиграфия

В геологическом строении Верхнечонского месторождения принимают участие породы протерозоя (архей), палеозоя (кембрийская система), мезозоя (юрская система), кайнозоя (четвертичная система) (Приложение Б). Общая толщина осадочных отложений изменяется от 1176 до 1729 м.

Породы фундамента архейского возраста представлены гранитами, гранито-гнейсами, грано-диоритами и корой выветривания, толщина которой достигает 34 м (скважина № 77). Вскрытая толщина 0-93 м.

Вышележащие отложения протерозойской системы представлены верхнерифейскими отложениями, которые сохранились только в пределах Верхнечонско-Талаканского грабена, в скважине №82 вскрытые отложения представлены гравелитами песчаными, галечниками полимиктовыми, в скважинах №94, 95, 96 вскрытые отложения представлены песчано-глинистыми породами с примесью гравийного материала, прослоями песчаников и алевролитов, иногда трещиноватых.

На отложениях рифея с перерывом залегают осадки кембрийской системы палеозоя, которые подразделяются на нижний, нижний-средний, средний-верхний отделы.

Нижний отдел содержит отложения мотской, усольской, бельской, булайской, ангарской свит. Отложения мотской свиты залегают с перерывом, угловым и стратиграфическим несогласием на породах кристаллического фундамента и в пределах грабена – рифея. По литологическим признакам подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты. Толщина свиты 219-287 м.

Нижнемотская подсвита литологически неоднородна. Нижняя, базальная часть представлена кварцевыми песчаниками, реже полевошпатово-кварцевыми серыми, коричневато-серыми, в объеме которых

на площади месторождения выделяется верхнечонский продуктивный комплекс (Вч). Выше терригенных пластов залегает регионально выдержанная пачка аргиллитов темно-серых, реже зеленовато-серых толщиной 6-14,2 м, которые перекрываются породами терригенно-сульфатно-карбонатной пачки (ТСК). Толщина этой пачки на Верхнечонском месторождении составляет 1-10 м. Толщина подсвиты 18-77 м.

Среднемотская подсвита сложена тонким, ритмичным переслаиванием доломитов, доломитов глинистых, доломито-ангидритов, аргиллитов серых, коричневатого - и темно-серых. К отложениям среднемотской подсвиты приурочен продуктивный на месторождении преображенский пласт (Пр). Толщина подсвиты составляет 77-82 м.

Верхнемотская подсвита (усть-кутский горизонт) сложена ритмичным переслаиванием доломитов, доломито-ангидритов, доломитов глинистых серых, коричневатого - и темно-серых, участками окремнелых. В кровле подсвиты выделяются два пласта массивных доломитов, разделенных глинистыми доломитами - Ук1 и Ук2. Указанные пласты являются перспективными на нефть и газ в пределах Верхнечонского месторождения. Толщина подсвиты 126-138 м.

Усольская свита представлена переслаиванием каменных солей розовых, грязно-серых, прозрачных; доломитов, известняков, доломито-ангидритов, ангидритов темно- и коричневатого-серых и серых. В нижней части свиты в 18-29 м выше ее подошвы залегает осинский продуктивный горизонт (Ос), сложенный доломитами и известняками. Выше кровли осинского горизонта, в 53-140 м прослеживаются 2-3 пласта карбонатов (Ус1 и Ус2), толщиной 13-34 м. Толщина усольской свиты преимущественно 323-335 м.

Бельская свита представлена мощной карбонатной толщей, сложенной доломитами и известняками (нижне-среднебельская подсвита) и переслаиванием каменных солей прозрачных, розовых, грязно-розовых с доломитами, известняками темно- и зеленовато-серыми (верхнебельская

подсвита). В восточной, юго-восточной частях площади каменные соли в разрезе верхнебельской подсвиты отсутствуют, а доломиты и известняки чередуются с брекчиями выщелачивания. Общая толщина свиты 308-416 м.

Булайская свита сложена доломитами светло-коричневато-серыми, в средней части известняками серыми. Толщина свиты 94,5-145 м.

Ангарская свита – представлена доломитами, известняками, ангидритами, гипсами и каменными солями. На площади месторождения почти повсеместно в ангарской свите прослеживается пластовая интрузия траппов толщиной 0-189 м. Общая толщина свиты изменяется от 155 до 430 м. Без траппов составляет 70-360 м.

Нижне-средний отдел включает в себя отложения литвинцевской свиты, которая в нижней части сложена кавернозными доломитами и известняками (нижнелитвинцевская подсвита). Выше разрез представлен преимущественно доломитами с подчиненными прослоями известняков, брекчий обрушений, гипсов, доломитов глинистых (верхнелитвинцевская подсвита). Толщина свиты 130-157 м.

Средний – верхний отдел представлен отложениями верхоленской + илгинской свит. Сложены они красноцветными и зеленовато – серыми глинисто – алевролитовыми породами, чередующимися с мергелями. Породы в западной, центральной и восточной частях площади месторождения прорваны интрузией траппов толщиной 37-91 м.

С угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают породы верхоленской + илгинской свит осадочные образования тушамской свиты нижнего отдела каменноугольной системы, которые сохранились преимущественно в западной части площади, на водораздельных участках. Представлены голубовато- и темно-серыми алевролитами, песчаниками и аргиллитами с прослоями известняков. В западной части площади прослеживается пластовая интрузия траппов толщиной 37-180 м. Толщина свиты (без траппов) 0-64 м.

На водораздельных участках на размытой поверхности верхоленской, тушамской свит палеозоя или долеритах пермо-триаса залегает чайкинская свита нижнего отдела юрской системы, представленная песчаниками и алевролитами. Толщина отложений 0-83 м.

Перекрыты отложения палеозоя маломощными (5-10 м) осадками четвертичной системы, представленной глинами, суглинками, супесями с галечниками, валунами и обломками нижележащих пород.

2.3 Нефтегазоносность

Верхнечонское месторождение находится на территории Непско-Ботубинской нефтегазоносной области, входящей в состав Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Верхнечонское месторождение многопластовое, сложное по степени геологического строения. Геологические разрезы, демонстрирующие высокую лито-фациальную изменчивость по всем продуктивным пластам.

В разрезе отложений венда – нижнего кембрия выделяются как продуктивные объекты с доказанной нефтеносностью, так и ряд перспективных объектов. Промышленные запасы нефти и газа приурочены к карбонатным (осинский (Б1), преображенский (Б12)), и терригенным (верхнечонский (В10, В13)) горизонтам. Перспективными являются карбонатные отложения устькутского горизонта собинской свиты. Возможная перспективность связывается с межсолевыми пластами усольской свиты.

В отдельных скважинах притоки пластовой воды с незначительным количеством нефти были получены из коры выветривания фундамента (дебит нефти 0,48 м³/сут в скважине 24 и 0,029 м³/сут в скважине 26).

Из отложений христофоровского, атовского горизонтов бельской свиты и биркинского горизонта булайской свиты, являющихся перспективными на других площадях, в пределах описываемого месторождения притоков нефти и газа не получено.

Из бильчирского и келорского горизонтов, находящихся выше соляного зеркала, получены притоки хлоридных натриевых и сульфатных карбонатных вод.

Пластовая интрузия траппов, характеризующаяся трещинным коллектором, находится в зоне активного водообмена и интереса в нефтегазоносном отношении не представляет.

Всего по месторождению выделено 5 нефтяных, 4 нефтегазоконденсатных и одна газовая залежь в 3 пластах. Схема совмещения залежей в плане в границах месторождения приведена на рисунке 2.1.

Ниже приводится краткое описание залежей нефти и газа по пластам снизу вверх.

Верхнечонский горизонт

Верхнечонский горизонт представлен терригенными отложениями непской свиты вендского возраста. С ним связаны основные запасы нефти месторождения. Горизонт включает в себя два пласта: верхний – Вч1 (или В10 в соответствии с региональной индексацией) и нижний – Вч2 (В13) толщиной 2,2-26,0 и 5,5-20,2 м, соответственно. Эти пласты разделяются глинистой перемычкой толщиной 1,4-24,0 м. Толщина перемычки закономерно уменьшается в северо-западном направлении и в районе скважин 102, 40, 51, 33, 52, 122, 79, 21 и др. полностью выклинивается. Здесь пласты Вч1 и Вч2 сливаются и представляют единую гидродинамически связанную зону. В этом же направлении прослеживается уменьшение и выклинивание нижнего пласта Вч2, отсутствие которого отмечается в северо-западной части месторождения. Кровлей верхнечонского горизонта является подошва регионально выдержанной пачки аргиллитов толщиной 6,8-10,8 м, которая служит покрывкой верхнечонского горизонта. Подошвой служат отложения коры выветривания фундамента или фундамент.

Верхнечонское месторождение разделено на блоки многочисленными дизъюнктивными нарушениями с небольшой амплитудой смещения.

Выделенные разрывные нарушения играют нефтегазоконтролирующую роль и разделяют блоки с различным гипсометрическим положением флюидных контактов. На основе имеющихся разрывных нарушений выделено семь блоков – 1, 2, 3, 4, 5, 8, 9 с нефтяным и газовым насыщением. Проведение гипсометрических уровней газожидкостных контактов в залежах, связанных с этими блоками и пластами основывалось на результатах испытания, прямых геофизических исследований (ГДК, ОПК) горизонта.

В районе блоков 3, 4, 5, 8 и частично в районе блока 2 глинистая перемычка между пластами исчезает, приводя к образованию единого гидродинамически связанного объекта Вч. Учитывая также, что коллекторские свойства пластов Вч1 и Вч2 близки, верхнечонский горизонт рассматривается как единый подсчетный объект Вч.

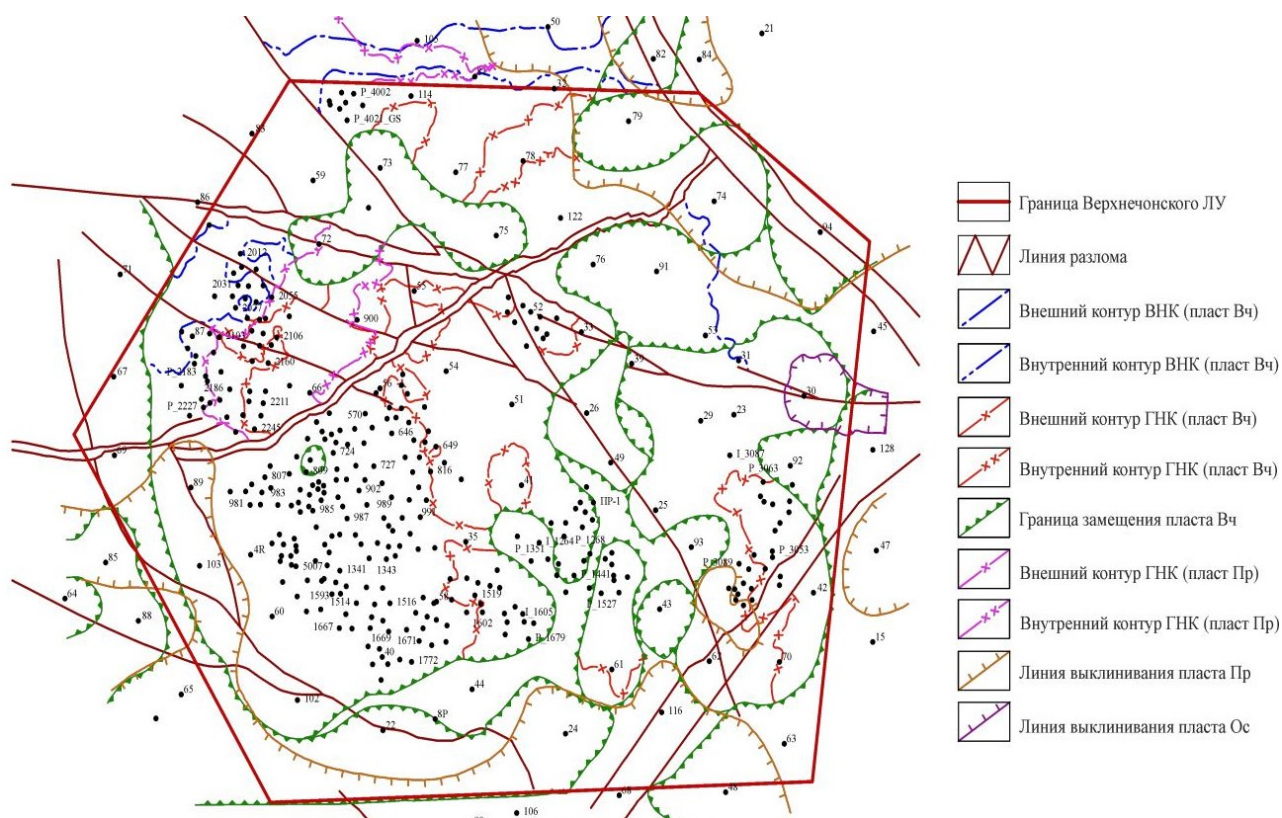


Рисунок 2.1 – Схема совмещённых контуров

Описание залежей нефти и газа верхнечонского горизонта дается в пределах семи тектонических блоков и восьми нефтегазоконденсатных залежей.

Ниже приведена характеристика залежей по выделенным блокам.

Блок 1. В пределах блока выделяется две нефтегазоконденсатные залежи, разделенные зоной отсутствия коллектора: в северной части блока в районе скв. 33 и в юго-восточной части – в районе скв. 23, 42.

Залежь в районе скв. 33 вскрыта двумя поисково-разведочными и шестью эксплуатационными горизонтальными скважинами. При испытании скважины 52 получен фонтанный приток нефти дебитом 150,6 м³/сут. Газонефтяной контакт установлен по данным ОПК в скважине 33 на а.о. - 1236,0 м. Газонефтяная зона составляет 41 % от общей площади залежи. Водонефтяной контакт не подсечен.

Залежь пластовая, литологически и тектонически экранированная. Эффективная газонасыщенная толщина в скважине 33 составляет 1,6 м, нефтенасыщенные толщины изменяются от 12,8 м (скв. 33) до 14 м (скв. 52). Размеры залежи: 6,4х3,0 км. Высота – 10 м.

Залежь в юго-восточной части нефтегазоконденсатная, изучена 10 поисково-разведочными и шестью эксплуатационными скважинами (в том числе одной горизонтальной). Нефтенасыщенную зону вскрыли восемь поисково-разведочных и четыре эксплуатационные скважины, нефтегазонасыщенную – две поисково-разведочные и две эксплуатационные. Водонасыщенный коллектор не подсечен.

Осинский горизонт содержит основные запасы газа и конденсата месторождения. Горизонт представлен межсолевым пластом карбонатных отложений, приуроченных к нижней части усольской свиты. На Верхнечонском месторождении пласт сложен известняками и доломитами в различных соотношениях. Пласт литологически выдержан по площади. Средняя проницаемость пород низкая и составляет 2 мД. Насыщение

осинского горизонта в большинстве случаев определяется только при испытании в колонне с применением методов интенсификации.

Часть тектонических нарушений, выявленных в пределах верхнечонского и преображенского горизонтов, присутствуют и в отложениях осинского пласта. Высокоамплитудные нарушения, такие как Усольский и Чонско-Талаканский грабены, Могинско-Ленский разлом, достоверно трассируются в разрезе осинского горизонта, являясь экранами для залежей с различным насыщением.

Указанные выше продуктивные карбонатные горизонты имеют общие закономерности в площадном распространении коллектора. Так, границы развития пород с повышенными значениями пористости, проницаемости, толщин пород с пористостью более 6 % в первом приближении повторяют границы палеосвода. Хотя в пределах этой обширной территории коллекторские свойства карбонатов неоднозначны, отмечается приуроченность коллекторов к биогермным образованиям и проявлениям разломной тектоники.

Низкие фильтрационные свойства продуктивных карбонатных горизонтов требуют применение методов интенсификации для увеличения притоков УВ.

2.4 Физико-химические свойства нефти

Плотность пластовых нефтей Восточной Сибири изменяется от 0,66 до 0,85 г/см³, преобладают значения 0,7-0,8 г/см³, т.е. согласно существующей классификации они относятся к классу легких с плотностью менее 0,85 г/см³.

Газосодержание варьируется от 72 до 250 м³/т, что значительно выше среднего статистического значения (таблица 2.1). Соответственно выше для большинства залежей и величины объемного коэффициента. Вязкость дегазированных нефтей в нормальных условиях колеблется в широких пределах и в целом также гораздо выше среднем по России. В то же время,

благодаря высокому газосодержанию и относительно небольшим пластовым давлениям, вязкость нефти в пластовых условиях невысока за исключением осинской залежи Среднеботуобинского месторождения. По той же причине значительно выше средних и коэффициенты сжимаемости нефти.

Химический состав растворенных газов приведен в таблице 2.2, где отмечается невысокое содержание двуокиси углерода, водорода и азота, близкое к средним по России. Количество азота в нефтяных газах не превышает 9,27 %, гомологов метана в них меньше, чем в среднем по России (45 %). В целом рассмотренные газы однотипны и какой-либо закономерности изменения их состава в пределах юга Сибирской платформы не установлено.

Характерная особенность пластовых нефтей Восточной Сибири - близкие значения давлений насыщения нефти газом и пластовых. Это обусловлено тем, что большинство залежей по фазовому состоянию относится к газоконденсатнонефтяным или нефтегазоконденсатным, в которых нефть находится в виде оторочек типа А и Б, при этом перемычки между нефте- и газонасыщенными частями пластов отсутствуют. С учетом этого отбор кондиционных глубинных проб проводился при работе скважины на штуцерах малых диаметров.

В случае неустойчивого фонтанирования скважин из-за АНДП (Среднеботуобинское, Иреляхское месторождения) пробы отбирали по методике, которая заключалась в том, что после очистки скважину останавливали для восстановления давления. Затем проводили постепенное стравливание газовой шапки с целью обеспечения поступления на забой новых порций пластовой нефти. Чтобы убедиться в отсутствии воды в скважине, перед отбором проб измеряли давления по стволу для определения плотности заполнившего ее флюида. Качество глубинной пробы устанавливалось непосредственно на скважине при помощи пресса-измерителя определением давления в камере и давления насыщения [12]

Таблица 2.1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Месторождение	Верхнечонское		
Продуктивный комплекс, горизонт, пласт	Вч-1 венд-кембрий	Вч-II венд-кембрий	Преображенский
Глубина залегания кровли по вертикали (м)	1620	1640	1550
Проницаемость по разрезу (среднее) (мД.)	10 - 12000	10 - 12000	0,5 - 2,5
Рпл, МПа	15,3	15,3	12,35
Ру.г, МПа	11,87	12,92	11,41
Тпл, °С	20	20	12
Гф, м ³ /т	90,43	98,81	105,48
Объемный коэффициент	1,22	1,21	1,21
Вязкость нефти	пластовой, МПа*с	3,46	3,83
	дегазированной, мкМ ² /с	21,6	29,5
Плотность нефти, г/см ³	пластовой	0,788	0,788
	дегазированной	0,842	0,857
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 ⁻⁴	13,14	14,36	16

Таблица 2.2 – Химический состав растворенных газов

Месторождение	Пласт	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₃ H ₄	C ₄ H ₁₀ ⁺ высш.	H ₂	N ₂ +ред.	CO ₂
Верхнечонское	Вч-II	70,52	12,52	8,62	6,62	0,09	1,53	0,1
	Преображенский	73,99	12,32	6,68	5,02	0,05	1,84	0,1

Оценки специалистов относительно потенциала месторождения расходятся от года к году. Первоначально запасы его пластов оценивались в 60 млн. тонн; к 2010 году эта цифра возросла до 86 млн. тонн; к 2012 – до 153 млн. тонн. На сегодня общий объем извлекаемой нефти прогнозируется на уровне 200 млн. тонн. С конца 2013 года в результате отработки опытной скважины, обеспечивший суточный дебит более чем в 153 тонны, суммарную мощность залежей дооценили еще на 1,7 млн. тонн. Существенным достоинством Верхнечонского НГКМ является сопутствующий природный газ. Его запасы составляют 95,5 млрд. куб. м. На месторождении эксплуатируется 428 нефтяных скважин, поставляющих ежесуточно 23 тысячи тонн сырья.

Особенности добычи Восточносибирские месторождения имеют свое обличье и характер. Глубина их залегания составляет 2,7 км. При бурении необходимо пройти скальные породы, отложения солей. Пласты

раздроблены, пронизаны трещинами, разломами. Часто наблюдается их вертикальное смещение. Для исследования фактической конфигурации нефтеносных слоев используются средства геонавигации, 3D-моделирование, пробное бурение. Скважины обязательно создаются с горизонтальными нагнетательными окончаниями длиной до полукилометра. Пласт с помощью углеводородных растворов продавливается к одному, кустовому стволу. Там нефть накапливается, замеряется и подается на УПН.

Температура нефтяных слоев относительно других месторождений невысока. В процессе испарения газа она дополнительно падает еще на несколько градусов. В зимний период добыча не останавливается и при минус 58 градусах мороза. Нефть замерзает при минус 35 градусах. Важной особенностью способа добычи является разогрев углеводорода для последующей транспортировки.

Несмотря на относительно высокую чистоту нефти, добывающая компания уделяет большое внимание строительству сооружений по ее предтоварной подготовке. Во главу угла при этом ставится реализация трех проектов, по направлениям:

- собственное эгергообеспечение;
- качественная подготовка нефти;
- 95% утилизации сопутствующего газа.

Одним из способов разрешения этих задач стало строительство электростанции, работающей на нефтяном газе.

Определенную сложность вызывает доставка грузов и оборудования. Период речной летней навигации короток. На выполнение всех погрузочно-разгрузочных и перевалочных работ отводится ограниченное время.

3. Динамика разработки месторождения

3.1 Текущее состояние разработки Верхнечонского месторождения

Промышленная добыча на Верхнечонском месторождении началась в октябре 2005 года.

Бурение скважин осуществляется: 5 буровых установок в 2012г., 4 буровых установок с 2013 г.

Завершение строительства ключевых объектов инфраструктуры – 2016-2017 г, в т.ч.:

- запуск третьей электростанции ЭСН-3 мощностью 64МВт с достижением общей мощности 90 МВт;
- завершение строительства третьего пускового комплекса установки подготовки нефти;
- обеспечение подготовки товарной нефти на уровне 8,5 млн. т/г при полномасштабной разработке месторождения;
- запуск газокompрессорной станции обратной закачки газа производительностью 1 млрд.м³/г и объектов временного подземного хранения газа [4]

Основными эксплуатационными объектами являются залежи осинского и верхнечонского горизонта.

Осинский горизонт разрабатывается на водонапорном режиме, система размещения скважин - треугольная неравномерная, сетка скважин - 380х380, плотность сетки в контуре нефтеносности - 10 га/скв., давление на забое добывающих скважин - 3 МПа, давление на устье нагнетательных скважин - 9,8 МПа, естественный режим системы заводнения.

Верхнечонский горизонт разрабатывается на водонапорном режиме, треугольная неравномерная система размещения скважин, сетка скважин 350х350, плотность сетки скважин - 10 га/скв., давление на забое добывающих скважин - 5 МПа, давление на устье нагнетательных скважин - 9,83 МПа, очагово-избирательная система заводнения.

3.2 Анализ состояния фонда скважин

Всего пробурено на месторождении 428 скважин, в т.ч. нагнетательных скважин 86 на 32 кустах.

В 2015 году на месторождении добыто почти 9 млн.тонн нефти, что на 4.9% больше по сравнению с 2014 годом (8,6 млн. тонн).

Добыча с момента эксплуатации составила порядка 42 млн. тонн, с доведение уровня утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) до 95% в 2014 году. Обводнённость продукции составляет 3-5 %.

Текущий коэффициент нефтеотдачи по месторождению составил 0,30. Рост добычи обеспечен за счет оптимального режима эксплуатации объектов наземной инфраструктуры предприятия, реализации геолого-технических мероприятий и программы оптимизации цикла бурения, строительства новых скважин и мониторинга параметров работы продуктивного пласта. С начала года на месторождениях «Верхнечонскнефтегаза» введено в эксплуатацию более 50 новых скважин с суммарной добычей почти 550 тыс тонн нефти. В результате успешной реализации программы по проведению гидроразрыва пласта на базовом фонде скважин была увеличена их продуктивность. Дополнительная добыча составила около 114 тыс тонн нефти, уровень суточной добычи достиг 23,6 тыс тонн.

В результате привлечения новых материалов изменилось представление о геологическом строении месторождения. Были уточнены границы залежей, контуры нефтеносности продуктивных пластов, подсчетные параметры.

Таблица 3.1 - Запасы ПАО «ВЧНГ» на 31.12.2015

Доказанные запасы углеводородов, млнбарр. н.э.	1351,08
Доказанные запасы нефти, млнбарр.	1349,45
Доказанные запасы газа, млрд куб. м	1,630
Вероятные запасы углеводородов, млнбарр. н.э.	643,672
Вероятные запасы нефти, млнбарр.	638,02
Вероятные запасы газа, млрд куб. м	5,652
Возможные запасы углеводородов, млнбарр. н.э.	456,509
Возможные запасы нефти, млнбарр.	455,58
Возможные запасы газа, млрд куб. м	0,929

Осинский горизонт залегает в нижней части усольской свиты, сложен известняками и доломитами. Промышленно продуктивен на Верхнечонском месторождении. К осинскому горизонту приурочена одна нефтяная залежь и три газоконденсатных. После испытания с применением вторичных методов воздействия на пласт получены притоки пластовых флюидов: газа – дебитом до 109,9 тысяч м³/сут (скв. 46), нефти – 14,7 м³/сут (скв. 113).



Рисунок 3.1 – Добыча нефти и фонд скважин.

На Верхнечонском месторождении горизонт нефтегазоносен в ряде скважин (53, 76, 77, 78, 114, 90, 91). Промышленные притоки получены в скважинах: 900 – газа 47,6 тыс. м³/сут (верхний и нижний пласты); 78 – газа 29,8 тыс. м³/сут (нижний пласт); 53 – нефти 15,2 м³/сут (нижний пласт).

Компания взяла курс на ускорение разработки месторождения. В связи, с чем была изменена технологическая схема освоения объекта. Было привлечены дополнительные буровые установки, которые позволяют бурить больше скважин, наращивать объёмы добычи. Как результат, скорректировались и планы: в 2011 году компания было добыто 5 млн. тонн нефти вместо 4,6 млн. тонн, в 2012-м – 7 млн. тонн вместо 4,8 млн. тонн. Кроме того, на четыре года сместился и пик добычи на Верхней Чоне. Качать по 9 млн. тонн нефти недропользователь теперь намерен уже в 2015 году, а не в 2018-м. Приблизительно такой уровень добычи, по планам ВЧНГ, сохранится на месторождении до 2020–2021 годов.

4. Методы утилизации попутного нефтяного газа

4.1 Попутный нефтяной газ, его химические и физические свойства

Попутный нефтяной газ - углеводородный газ, находящийся в нефтяных залежах в растворенном состоянии и выделяющийся из нефти при снижении давления. Количество газов в м³, приходящееся на 1 т добытой нефти, зависит от условий формирования и залегания нефтяных месторождений и может составлять от 1-2 до нескольких тыс. м³.

Попутный нефтяной газ представляет смесь газов. Основными составляющими ПНГ являются предельные углеводороды - гомологи метана от CH₄ до C₆H₁₄ (Таблица 4.1). Суммарное содержание гексана (C₆H₁₂) и более тяжелых углеводородов в попутном газе, как правило, не превышает 1 %, содержание пентана (C₅H₁₂) находится в пределах 2 %. Кроме того, в ПНГ присутствуют инертные газы, в основном, азот и углекислый газ, содержание которых изменяется от 1 до 5 %. Учитывая, что суммарное содержание тяжелых углеводородов, начиная с пентана и инертных газов не превышает 8 %, для приближенной оценки основных характеристик попутного газа нужно учитывать четыре первых гомолога метана.

Попутный газ, который начинает фонтанировать при вскрытии нефтяных пластов, содержит меньше тяжелых углеводных газов. Большая часть попутного нефтяного газа растворена в нефти, она «тяжелее» по составу. Следовательно, начальные этапы освоения месторождений нефти сопровождаются большими объемами добычи ПНГ с высоким содержанием метана. При дальнейшем использовании месторождения эти объемы значительно сокращаются, и большая доля газа приходится на тяжелые составляющие.

Таблица 4.1 – Состав и свойства ПНГ различных месторождений

Компоненты	Метан	ПНГ 1	ПНГ 2	ПНГ 3	ПНГ 4	ПНГ 5	ПНГ 6	ПНГ 7	ПНГ 8	ПНГ 9	ПНГ 10
Метан (CH ₄), %	100	76,39	74,33	83,47	66,85	73,3	84,652	75,869	92,373	82,18	89,93
Этан (C ₂ H ₆), %	0	6,46	7,99	3,1	6,42	10,19	2,51	14,037	4,738	5,89	2,95
Пропан (C ₃ H ₈), %	0	7,82	8,23	4,78	12,06	9,62	5,126	6,093	0,774	7,19	3,95
Изо-Бутан (i-C ₄ H ₁₀), %	0	1,62	1,56	1,14	2,65	0,96	1,314	0,76	0,02	0,75	0,91
Н-Бутан (N-C ₄ H ₁₀), %	0	2,63	3,23	2,07	5,37	2,25	2,727	1,39	0,021	1,3	0,15
Пентан (C ₅ H ₁₂), %	0	1,2	0,84	1,09	1,77	0,69	1,321	0,56	0,002	0,49	0,62
Гексаны и выше (C ₆ H ₁₄), %	0	0,74	0,22	0,65	0,24	0,34	0,462	0,237	0	0,22	0,35
Двуокись углерода (CO ₂), %	0	1,15	1,6	2,77	2,62	0,8	0,21	0,118	0,369	0,69	0,67
Азот (N ₂), %	0	1,99	2	0,93	2	1,85	1,608	1,216	1,643	1,29	0,5
Плотность при 0 °С, кг/м ³	0,717	1,024	1,03	0,952	1,172	1,019	0,94	0,96	0,771	0,924	0,847
Низшая теплота сгорания (Q _н), МДж/м ³	35,88	47,253	47,084	43,189	52,433	47,451	44,617	45,872	36,968	43,652	40,726
Низшая теплота сгорания (Q _н), МДж/кг	50,056	46,135	45,729	45,369	44,95	46,568	47,447	47,776	47,954	47,265	48,095
Число Воббе (W _I), МДж/м ³	48,19	53,092	52,763	50,334	55,077	53,452	52,318	53,227	47,876	47,876	50,325
Теоретический объем воздуха (V _р), л/м ³	9,52	12,316	12,267	11,303	13,568	12,375	11,659	11,997	9,781	11,436	10,715

4.2 Использование и утилизация попутного нефтяного газа

Нестабильность состава, а также большое количество примесей затрудняет использование попутного нефтяного газа, но, несмотря на это, ПНГ является важным сырьем для энергетики и химической промышленности.

По данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ ежегодно добывается около 55 млрд. м³ попутного нефтяного газа. Из них около 27 % сжигается в факелах, что приводит к ухудшению экологической обстановки из-за значительного количества выбросов твердых загрязняющих веществ.

Среди возможных путей утилизации попутного нефтяного газа: закачка в недра для повышения пластового давления и использование на местах для выработки электроэнергии, идущей на нужды нефтепромыслов. Также возможно использование ПНГ в качестве топлива на электростанциях, но это возможно лишь при выделении значительных и устойчивых объемов газа.

Получение сухого отбензиненного газа, широкой фракции легких углеводородов, сжиженных газов и стабильного газового бензина за счет переработки на заводах является наиболее эффективным средством утилизации попутного нефтяного газа.

Но стоит отметить, что оптимальный вариант использования попутного газа зависит от размера месторождения:

- выработка электроэнергии для собственных нужд и местных потребителей на малых месторождениях;
- извлечение сжиженного нефтяного газа на газоперерабатывающем заводе и продажа сжиженного нефтяного газа (СНГ) или нефтехимической продукции и сухого газа будет наиболее экономически целесообразной для средних месторождений;
- наиболее эффективным для крупных месторождений вариантом является генерирование электроэнергии на крупной электростанции для последующей оптовой продажи в энергосистему.

Условно можно разделить методы, которыми осуществляется утилизация попутного нефтяного газа, на два вида:

- энергетический - различные виды топлива;
- нефтехимический - промышленное сырье.

Под способом подготовки и переработки нефтяного газа имеются в виду следующие:

- переработка попутного нефтяного газа для использования в качестве топлива;
- сжижение газов;
- переработка по **GTL-технологии (метод Фишера-Тропша)**.

Основной альтернативой методу Фишера-Тропша в данный момент является **переработка синтез-газа в метанол**

Отдельно стоит выделить такие виды работ с попутным нефтяным газом:

- **обратная закачка** – газ направляется по специальному каналу в пласт для интенсификации добычи;
- **газлифт** – газ закачивают в скважину компрессорным или бескомпрессорным методом.
- **ВПХГ** – закачка газа во временные подземные хранилища для дальнейшего использования

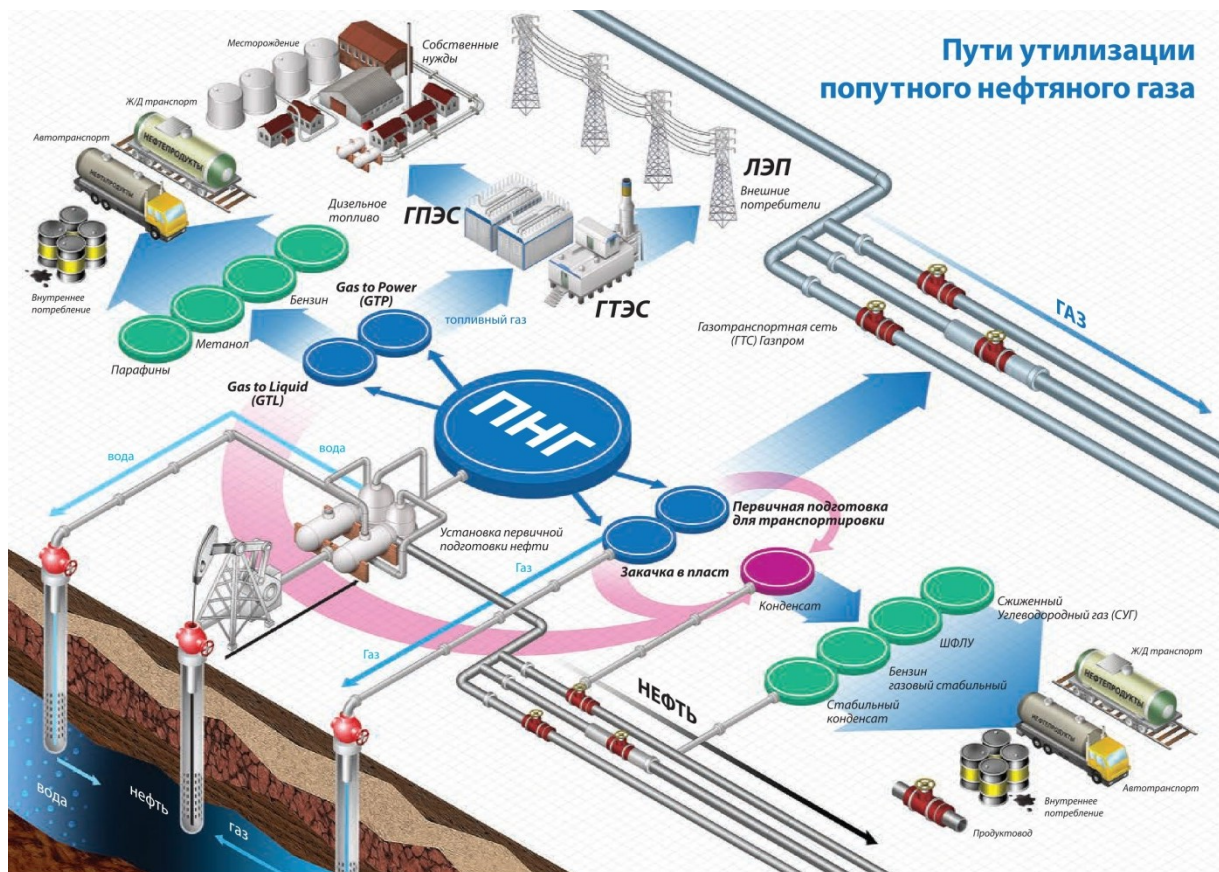


Рисунок 4.1 – Пути утилизации попутного нефтяного газа

4.3 Российский опыт утилизации ПНГ

Одна из особенностей российской нефтегазовой отрасли это исторически сложившееся отношение к добытому попутному нефтяному газу. Долгое время этот вид сырья считался побочным продуктом работы нефтяной отрасли, и, как следствие, до 1 января 2001 года он не учитывался в финансовых отчётах предприятий. Попутный нефтяной газ – это единственное углеводородное полезное ископаемое, при расчётах НДПИ на

который применяется нулевая ставка. Это означает, что компании отчитываются лишь об объемах добытого ПНГ и подают налоговую декларацию с нулевой суммой. Таким образом, государство все-таки заставляет компании инвестировать денежные средства в установку измерительных приборов. Тем не менее, даже наличие таких мер, они не вполне эффективно срабатывают, так как продолжают существовать большой процент не обустроенных измерительными приборами месторождений. Лидером по объемам добычи сжигания ПНГ в период с 2006 по 2014 гг., является компания Роснефть (Рисунок 4.2). Эту «хитрость» компаний можно объяснить тем, что в случае отсутствия точных измерений, сжигание попутного газа считается безсажевым. Таким образом, несмотря на существенные выплаты в случае отсутствия измерительных приборов, компания всё ещё может иметь стимул их не устанавливать, так как в случае выявления фактического сажевого горения эти выплаты могуткратно вырасти.

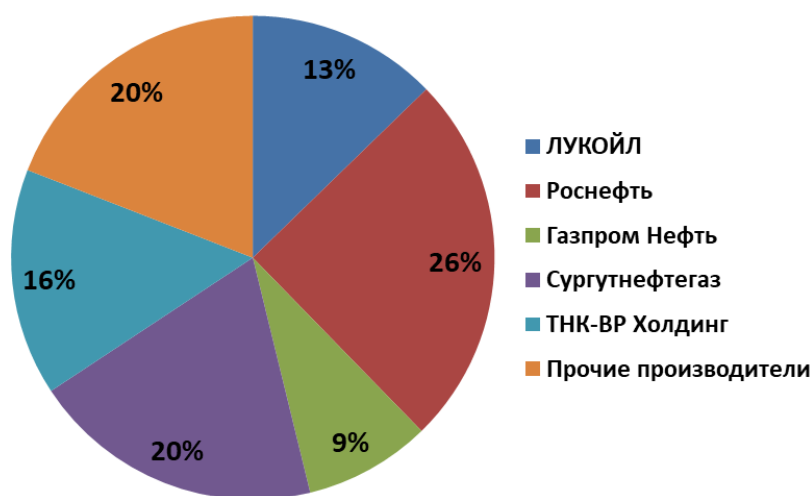


Рисунок 4.2 – Объем добычи ПНГ с 2006 по 2014 гг.

С 1 января 2012 г. было введено и начало действовать постановление Правительства РФ №7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», согласно которому все компании обязаны утилизировать не менее 95% ПНГ. [5]

Основой для определения платы за сжигание газа является содержание в нем метана, то есть, чем чище сжигаемый газ, тем плата за него больше. Хотя, основное загрязнение происходит при сжигании более «жирных» газов. «В этом случае можем наблюдать ещё одну интересную картину, которую никак нельзя объяснить с экономической точки зрения, поскольку мало того, что уничтожается особо ценное сырьё для нефтехимии, так у плательщиков появляется «стимул» показывать в расчётах данные по выбросам при сгорании «жирного» газа », обеспечивая себе снижение расходов по выплатам [13].

Согласно ТУ 0271-016-00148300-2005 «Газ нефтяной попутный, подлежащий сдаче потребителям» нефтяной газ классифицируется по «жирности»:

Тощий - $C_{3+выше} \leq 100 \text{ г/ м}^3$

Средний - $C_{3+выше} \geq 101-200 \text{ г/ м}^3$

Жирный - $C_{3+выше} \geq 201-350 \text{ г/ м}^3$

Особо жирный - $C_{3+выше} > 351 \text{ г/м}^3$

При этом, как правило существует закономерность, когда с лёгкой нефтью добываются более жирные газы, а тяжёлым нефтям – сопутствуют в основном сухие (тощие и средние) газы. Необходимо отметить, что с увеличением содержания углеводородов C_{3+} ценность попутного нефтяного газа возрастает.

Большинство попутных, особенно низконапорных газов, относятся к категории жирных и особо жирных. Если сравнивать с природным газом, имеющего в своём составе до 98 % метана, сфера применения попутного нефтяного газа существенно шире и разнообразнее. ПНГ газ можно использовать не только для получения тепла и электроэнергии, но и как ценное сырьё для нефтегазохимии. Ассортимент продукции, которую возможно получить из попутного газа физическим разделением, необычайно широк:

- Широкая фракция лёгких углеводородов (ШФЛУ);
- Стабильный газовый бензин;
- Сухой отбензиненный газ (СОГ);
- Газовое моторное топливо (автомобильный пропан-бутан);
- Сжиженный нефтяной газ (СНГ) для коммунально-бытовых нужд;
- Этан и другие узкие фракции, в том числе «чистые» газы (пропан, бутан, пентан).

На данный момент государство пытается с помощью экономических методов стимулировать недропользователей утилизировать ПНГ, ужесточая меры и вводя повышающие коэффициенты за его сверхнормативное сжигание с 4,5 до 12, а в 2014 г. – до 25 единиц [3]. «Если штрафы будут возрастать и дальше, то для достаточно большого количества, как мелких, так крупных проблемных месторождений добыча нефти станет просто нерентабельной» [14]. Тем не менее, сжигание попутного газа все равно продолжает оставаться на высоком уровне. Доля утилизации газа хоть и растет, но очень медленно (Рисунок 4.3). По сути государство пытается решить вопрос сжигать или утилизировать, а если утилизировать, то как, при этом рассматривая все за и против каждого из методов (Рисунок 4.4).

Усиливая свои требования к компаниям, повышая жесткость мер регулирования по отношению к сжиганию ПНГ, государство должно создать и соответствующие стимулы для утилизации ресурсов газа, адресованные компаниям недропользователям (Рисунок 4.5).

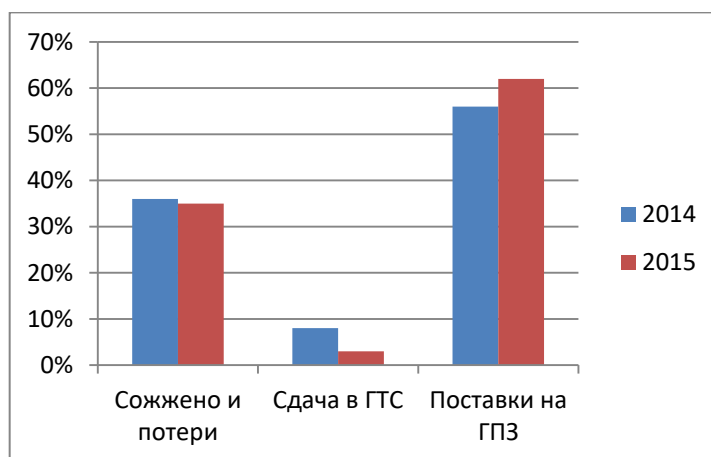


Рисунок 4.3 – Структура использования ПНГ 2014-2015гг.



Рисунок 4.4 – Основные функции политики государства по регулированию утилизации НПГ



Рисунок 4.5 Регулирование утилизации НПГ

Над проблемой утилизации трудятся большие коллективы институтов и технических специалистов, придумано огромное количество способов «полезной утилизации ПНГ», но, к сожалению, до сих пор на практике используется всего лишь несколько.

Одним из первых и основных способов утилизации ПНГ является его разделение на компоненты. При этом большую долю этого процесса составляет сухой отбензиненный газ, а во вторую группу компонентов входят широкие фракции легких углеводородов (ШФЛУ), которые представляют собой смесь веществ с двумя и более атомами углерода (или фракция C_{2+}). Именно эта смесь является основным сырьем для его дальнейшего применения в нефтехимии. Газопереработка ПНГ позволяет получить продукцию и товары, необходимые в промышленности и быту. «Развитие данного направления может обеспечить мультипликативный эффект: способствовать развитию и повышению экономической и экологической эффективности нефтяного сектора, воссозданию и развитию отрасли газонефтехимии, реализации государственных задач в сфере повышения энергоэффективности.» Исходя из относительно высокого компонентного содержания этана и других углеродных газов в попутном газе, ПНГ может служить важнейшим сырьём для нефтехимии. Однако этан может оказывать значительное негативное влияние на трубопроводы при транспортировке. Поэтому его вместе с метаном часто отправляют на объекты энергетики и сжигают, теряя при этом его ценность как нефтехимического сырья.

Ко второму по значению направлению утилизации ПНГ можно отнести его сжигание на энергетических установках для выработки электроэнергии. Это позволяет нефтяным компаниям решать проблему энергоснабжения удалённых промыслов, не прибегая к покупке дорогой электроэнергии в энергосетях. Однако топить «жирным» газом малорационально, расточительно, так ещё и требует применения специального оборудования, поскольку использование обычного ухудшает

его работу, сокращает срок службы, наносит экологический вред. К тому же не всегда есть потребители такого количества произведённой электроэнергии.

Третьим направлением утилизации ПНГ является его закачивание обратно в пласты, что позволяет повышать коэффициент нефтеотдачи, то есть увеличивает объем извлекаемой нефти из пласта (так называемый сайклинг-процесс). Однако в России использование попутного газа методом закачки в пласт пока используется менее чем 1% от общего объёма добытого ПНГ. Данный метод не является самым эффективным, так как для данных целей лучшим образом подходили бы однокомпонентные газы, имеющие малое количество дорогостоящих компонентов.

Выбор наиболее приемлемого способа утилизации попутного газа зависит, как правило, от нескольких факторов, а именно:

- от планируемого объёма производства и поставок газа;
- удалённости от объектов газотранспортной инфраструктуры;
- возможности прилегающих территорий, выступать потребителями производимого сырья;
- степени изношенности существующей системы газопроводов и т. д.

Таким образом, эти факторы можно разделить на две группы:

1) Факторы, влияющие напрямую – это технологические факторы, которые жёстко ограничивают возможности использования тех или иных методов утилизации, например Газпром может принять в свою систему газ только с определенными параметрами (давление 5.5-5.7 МПа и качество соответствующее ГОСТам по влаге;

2) Факторы, оказывающие косвенное влияние на выбор недропользователя, но не ограничивают его. Например цены реализации продукции.

В своём докладе от 2009 года WWF выделяет следующие факторы, влияющие на утилизацию:

- Технические

- Инфраструктура
- Измерительные приборы
- Техничко-технологические возможности
- Налаженные технологические цепочки
- Возможность транспортировки газа
- Экономические
 - Цены на газ
 - Наличие ценового регулирования
 - Налоги и льготы
 - Издержки на утилизацию
- Институциональные
 - Законодательная база
 - Государственный контроль
 - Конкуренция

Таким образом при определении способа утилизации ПНГ для каждого месторождения стоит рассматривать большое количество факторов, так как для полноценной реализации самого желаемого вида утилизации - переработка на ГПЗ, необходимо наличие достаточного количества объёмов попутного газа, с целью сокращения удельных издержек для получения экономии от масштаба, наличие инфраструктуры и конечно благоприятной экономической конъюнктуры.

4.4 Опыт передовых стран в вопросах утилизации ПНГ

4.4.1 Канада

Правительство Альберты (Канада) требует от недропользователей чтобы они оценивали все возможности полного исключения сжигания и рассеяния ПНГ. Если не может быть полностью исключено сжигание ПНГ, то гарантировали, то сжигание ПНГ должно производиться в соответствии с требованиями правительства. Управление по энергетике и коммунальному хозяйству провинции Альберта считает проект экономически выгодным, если приростные экономические показатели утилизации ПНГ обеспечивают получение более чем нулевого чистого дисконтированного дохода (ЧДД) до

вычета налогов. Также существует «комплексный» подход, в соответствии с которым экономические расчеты использования ПНГ делаются в рамках первоначального утверждения проекта разработки месторождения.

Основными элементами системы регулирования сжигания и распыления ПНГ в Альберте являются:

- Управление (Дерево решений) сжигания газа;
- Экономическая оценка проектов утилизации газа;
- Требования по характеристикам процесса сжигания газа;
- Измерение и отчётность;
- Меры контроля и принуждения.

Все проекты со сжиганием газа должны быть оценены недропользователями, применяя систему управления сжигания и рассеяния ПНГ, включая регламентированный процесс принятия решений - «дерево решений». Основное содержание этого процесса – требуется исключить сжигание и рассеяние ПНГ. Если этого не удастся, то рассматриваются различные варианты сокращения сжигания ПНГ. И только если по экономическим соображениям не удаётся найти приемлемых вариантов утилизации, разрешается сжигать ПНГ.

4.4.2 США

«В 1983г. постановлением Верховного суда США право регулирования вопросов, связанных с природным газом, было делегировано самим штатам. Кроме того, в целях предотвращения выброса газа в атмосферу и его сжигания на факелах в 1946г. в штате Техас, основном нефтедобывающем регионе страны, комиссия штата, регулирующая вопросы, связанные с нефтегазодобычей в штате, объявила нефтедобывающим компаниям, что будет останавливать добычу нефти, если вопросы утилизации ПНГ ими не будут решены. На ряде месторождений эта угроза в дальнейшем была реализована» [16].

В дальнейшем в стране была построена мощная инфраструктура газоснабжения, благодаря которой газ начал поступать по безопасной и надёжной системе подземных трубопроводов. Также в США существует мощная система газовых хранилищ, что позволяет покрывать нагрузки в периоды пикового потребления.

«Мощности по переработке газа в США и, особенно в Канаде, значительно превышают объёмы добычи газа: в Канаде почти в 3,8 раза, в США - в 1,2 раза. Это связано с тем, что проектирование и строительство заводов рассчитываются на обеспечение переработки максимального объёма добычи природного или попутного газа. Этот максимальный объём добычи на месторождении обычно удерживается несколько лет, после чего в течение продолжительного времени, вплоть до полного истощения месторождения, идет процесс падения добычи с соответствующим снижением объемов поступления газа на перерабатывающие заводы. По этой причине многими нефтяными компаниями было принято решение о строительстве небольших по мощности газоперерабатывающих заводов в основном для извлечения пропан-бутановых фракций. Такие небольшие по мощности газоперерабатывающие заводы и по настоящее время занимают львиную долю в общем количестве ГПЗ этих стран.»

4.4.3 Великобритания

Политика по сжиганию попутного нефтяного газа в Великобритании проводится согласно принципу рационального освоения нефтегазовых ресурсов:

- 1) Максимизация экономически эффективного извлечения нефтегазовых запасов;
- 2) Сокращение парниковых выбросов.

При оценке предложений для разработки новых объектов правительство рассматривает и учитывает следующие задачи:

- 1) Обеспечение извлечения всех экономически эффективных запасов углеводородного сырья;
- 2) Обеспечение адекватных и конкурентных условий для отрасли по транспорту и переработке углеводородов;
- 3) Учёт экологического влияния и интерес других пользователей морских ресурсов.

Таким образом, правительство определяет не единственную цель, а там где возникает конфликт интересов, позиции каждой сторон рассматриваются в каждом конкретном случае. В Великобритании для освоения новых месторождений необходимо, чтобы была одобрена подготовленная программа освоения месторождения, которая конечно включает вопросы использования ПНГ. «Данная форма программы включает и ежегодную информацию об сжигании и рассеивании ПНГ. Оценка воздействия на окружающую среду обязательна для всех субъектов с добычей нефти более 3750 барр./сут.»[16]. Если не удастся достичь положительной экономической эффективности для доставки газа на сушу, требуется рассмотреть несколько вариантов использования ПНГ:

- Использование в качестве топлива;
- Использование для увеличения нефтеотдачи пластов;
- Конверсия в топливо;
- Закачка газа в пласт;
- Продажа компаниям, разрабатывающим соседние участки недр;
- Сжигание /рассеивание

Однако существуют разрешения на сжигание ПНГ для каждого месторождения, которые содержат, например, квоты для целей безопасности и при непредвиденных обстоятельствах. Суть предлагаемой схемы состоит в том, чтобы обеспечить для операторов возможности торговли такими неиспользованными объёмами квот.

Таким образом, основная задача правительства состоит в формировании условий, повышающих эффективность утилизации попутного нефтяного газа. В результате этого в 1986г. была запущена реформа газового рынка Великобритании, которая началась с приватизации компании British Gas. В результате из одной большой компании было выделено несколько ГТС, компании поставщики и потребители. К тому же в 1998г. был построен газопровод, который соединил Великобританию с Европой. В этот же самый момент была проведена либеральная реформа на рынке электроэнергии, что привело к существенному росту количества электростанций. Доступ к ГТС и конкуренция на рынке сократили совокупные издержки на поставку газа с месторождений на рынок. Данные меры также позволили производителям газа напрямую выходить на рынок и реализовывать свою продукцию.

4.4.4 Норвегия

Управление нефтяной отраслью и выбросами в атмосферу осуществляет Норвежский нефтяной директорат, который подчиняется Министерству нефти и энергетики и ответственен за рациональное использование сырьевых ресурсов, а также за безопасность эксплуатации установок и проведение работ по сжиганию попутного нефтяного газа на территории Норвегии.

Одним из наиболее часто применяемых способов утилизации попутного нефтяного газа в Норвегии является закачка в пласты. На месторождениях с низким газовым фактором, объем попутного нефтяного газа перераспределяется за счет месторождений с высоким газовым фактором. Перераспределение и закачка попутного нефтяного газа связаны со значительными экономическими издержками и требуют использования специального компрессорного оборудования, в свою очередь это повышает нефтеотдачу и добычу конденсата. Сеть газопроводов охватывает самые мелкие месторождения, а для обеспечения входа в систему любому

производителю газа, правительством создана система договоров поставки газа- публичная оферта на покупку ПНГ. Меньшая часть попутного нефтяного газа используется для производства метанола, а также на собственные нужды и для специально построенной белковой фабрики.

Сегодня в Норвегии наименьший уровень сжигания газа: примерно 2 м³ на каждый м³ добытой нефти. «При этом каждый проект обустройства месторождения согласуется в Министерстве нефти и энергетики, которое может разрешить сжигание газа, но в подавляющем большинстве случаев этого не делает.

Заявление на получение разрешения на сжигание попутного газа в факелах рассматриваются Норвежским нефтяным директоратом и выдаются непосредственно Министерством нефти и энергетики. Директорат и министерство производят оценку факельного оборудования и технологических процессов. В заявлении должны быть указаны тип и уровень атмосферных выбросов и технология, применяемая для снижения и предотвращения загрязнения окружающей среды. Лимиты на атмосферные выбросы устанавливаются в индивидуальном порядке с учетом требований действующих национальных и региональных нормативов. Ни один план разработки месторождения не утверждается, если в нем нет операции по повторной закачке газа и \или, пути его реализации» [16].

Норвежское правительство не устанавливает специальных нормативов по сжиганию ПНГ, но разрешение на сжигание ПНГ предоставляются в очень ограниченном количестве ситуаций, в определённых случаях. Сжигание ПНГ в объёмах более чем необходимых для обеспечения безопасности не разрешаются без одобрения Министерства нефти и энергетики.

Таким образом в США, Канаде, Великобритании, Норвегии присутствует определенные процедуры принятия решений об утилизации газа («дерево альтернатив»). «Требования утилизации опираются на определенные правовые и регулирующие нормы, обеспечивающие

свободный (openaccess) или недискриминационный (non-discriminatoryaccess) доступ к объектам инфраструктуры в секторах upstream и downstream, включая газотранспортные системы [17].»

Общий принцип при реализации метода «дерева альтернатив» состоит в том, что рассматриваются различные варианты утилизации ПНГ, выбирается наиболее экономичный (учитывающий экономические факторы и условия). Только если ни один из вариантов утилизации не отвечает экономическим критериям, разрешается часть ПНГ распылять или сжигать

4.4.5 Казахстан

Опыт Казахстана представляет особый интерес для России по многим причинам. Газотранспортная система по утилизации ПНГ сформировалась в рамках плановой экономики СССР. В настоящее время Казахстан идёт впереди России в вопросах развития законодательства в нефтегазовом секторе в частности в вопросах утилизации попутного нефтяного газа. Однако общие направления в политике России по проблемам утилизации ПНГ во многом схожи с тем, что происходит в Казахстане.

В Казахстане законами «О нефти» и «О недрах и недропользовании» и их последующими подзаконными актами введён запрет на промышленную эксплуатацию нефтегазовых месторождений без утилизации попутного нефтяного газа. Благодаря этому в стране удалось существенно увеличить уровень переработки ПНГ, построить и ввести в эксплуатацию большое количество новых газоперерабатывающих заводов, привлечь инвестиции в рамках международных проектов. Газоперерабатывающие мощности в 2006г. составляли примерно 8 млрд. м³/год. В 2010 г. суммарные мощности по переработке газа в стране увеличились до 28 млрд.м³. И на данный момент составляет 35 млрд.м³. Развитие нефтегазохимического производства, ориентированного на выпуск высокотехнологичной продукции, в Казахстане определено как приоритетное направление развития нефтяной и газовой отрасли. В соответствии с Налоговым кодексом, инвестиционные налоговые

преференции предоставляются по корпоративному подоходному налогу, земельному налогу и налогу на имущество. Инвесторы могут получить налоговые льготы либо право на дополнительные вычеты из совокупного годового дохода. Также они могут рассчитывать на освобождение от уплаты налога на имущество по вновь введенным в эксплуатацию объектам, а также на освобождение от уплаты земельного налога по земельным участкам, который используется для реализации инвестиционного проекта.

Таким образом, мы видим, что практически все проблемы по утилизации ПНГ упираются в отсутствие развитой инфраструктуры. Поэтому опыт мировых лидеров в этой сфере мало применим, для России. Единственным направлением, по моему мнению, является внесение существенных поправок в законодательство, как это было применено в Казахстане.

Однако Российский и зарубежный опыт показывают, что утилизация ПНГ включает несколько направлений:

- 1) В первую очередь это переработка газа на ГПЗ с извлечением ШФЛУ и СОГ, который отправляется в ГТС;
- 2) Использование газа в районах промысла на технологические нужды(выработки электроэнергии)или для удовлетворения потребностей местного населения;
- 3) закачку газа в продуктивные нефтяные пласты с целью поддержания пластового давления.

4.4.6 GTL технология переработки газа в Катаре

Отрасль Gas-To-Liquid (газ-в-жидкость, GTL) может ожидать новая волна активности проектов. Все уже привыкли к крупным размерам проектов GTL, но, в то же время, развитие новых технологий позволит сделать их и маломасштабными тоже. Подобные проекты GTL откроют новые возможности, такие как повышение уровня утилизации ПНГ при добыче с

глубоководных шельфовых месторождений, что также поможет достичь обнуления уровня факельных выбросов и сделать такие месторождения экономически более выгодными [7].

Сланцевая революция США поспособствовала превращению страны в одну из топовых стран по сжиганию ПНГ на факелах (с 3 млрд. м³ сожженного ПНГ в 2005 до 9 млрд. м³ в 2012 г.) (Рисунок 4.6). Еще одним важным моментом является то, что мировой уровень сжигания ПНГ на факелах за последние несколько лет выровнялся и не сократился, как планировалось каждой страной. Не стоит недооценивать, что топ-20 добывающих стран в 2012 году сожгли газа на факелах в объеме, эквивалентном 85% от добычи газа в Канаде, или более 90% от потребления газа Китаем в 2012 году [7].

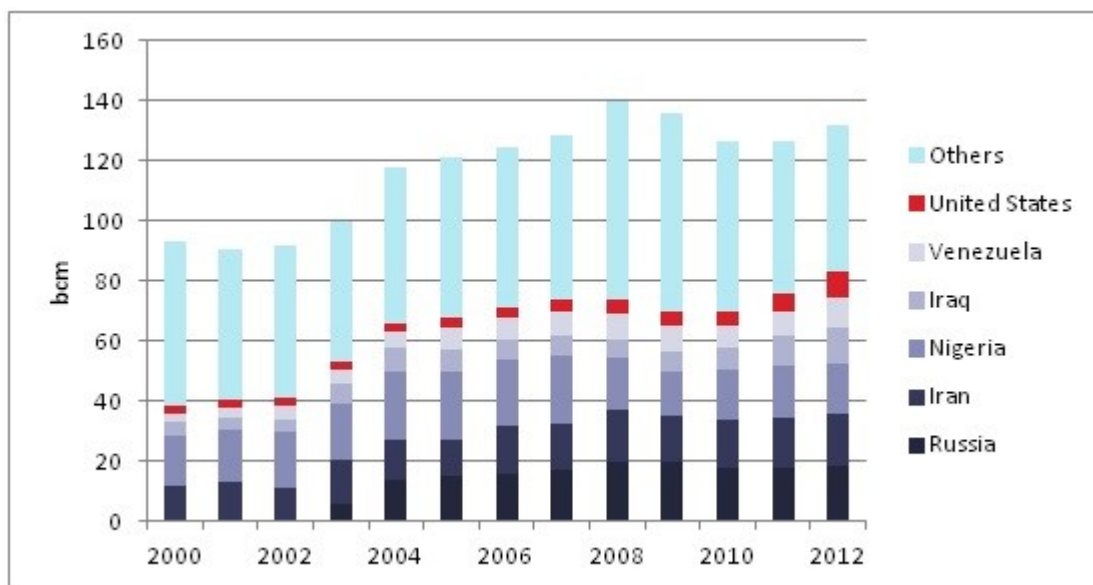


Рисунок 4.6 – Предполагаемые объемы сжигания ПНГ на факелах

Сложилось мнение, что технология GTL экономически целесообразна только при крупномасштабных проектах. На сегодняшний день в мире действует всего 4 крупных завода GTL.

Plant Name	Country	Owner	Products	Liquids capacity (bbl/d)	Start Operation
Mossel Bay	South Africa	PetroSA	Kerosene, Gasoline, Diesel, Lubricants, Waxes and Chemicals	36,000	1992
Bintulu	Malaysia	Shell, Mitsubishi, Petronas, Sarawak state Gvt.	Naphtha, Kerosene, Diesel, Paraffins, Lubricants and Waxes	14,700	1993
Oryx	Qatar	Qatar Petroleum (QP) and Sasol	Naphtha and Diesel	34,000	2007
Pearl	Qatar	Qatar Petroleum (QP) and shell	Naphtha, Kerosene, Diesel, Paraffins and Lubricants	140,000	2011

Рисунок 4.7 – Действующие заводы GTL

Отдельно стоит сказать о проекте Pearl. Расходы по этому проекту взлетели с изначальных \$5 млрд на этапе окончательного решения о инвестициях до \$19 млрд. Shell на Pearl GTL использует технологию Shell Middle Distillate Synthesis (SMDS). Другой завод компании, Bintulu GTL в Малайзии, производит 14,700 барр./с. Примечательно, что этот завод не сбрасывает вредные вещества в воду, то есть вода здесь используется повторно для выработки пара и охлаждения. Мощность завода повторному применению воды – 45 тыс. м³/с. В настоящее время несколько проектов GTL находятся на разных стадиях реализации (Рисунок 4.8) [7].

Plant Name	Location	Owner	Status	Start Operation
Novokuybyshevsky	Russia	Rosneft	Pilot Plant	2018
Westlake	Louisiana, USA	Sasol	Feasibility study	Need to pass FID 4Q 2014
Rovuma Basin	Mozambique	Sasol, ENH* and ENI	Feasibility study	Needs to go through FID
Undisclosed	Mozambique	Shell	Pre-Feasibility study	Feeds to go through FID
Uzbekistan GTL	Uzbekistan	Sasol, Uzbekistangaz and Petronas	Construction Phase	August 2017
Escravos GTL	Nigeria	Chesron and NNPC**	Commissioning Phase	End Of 2014
Louisiana	Louisiana, USA	Shell	Feasibility study	Canceled

Рисунок 4.8 – Проекты заводов GTL

Рассмотрим технологию GTL на примере технологии Shell Middle Distillate Synthesis (SMDS) основанной на процессе Фишера-Тропша, которому почти сто лет.

Обычно GTL-проект рассчитан на утилизацию метана, однако есть сведения, что процесс может быть реализован и для углеводородных фракций C₃-C₄ и соответственно применен для переработки ПНГ.

В ответ на растущий спрос на энергоносители в начале 1970-х годов концерн «Шелл» приступил к исследованиям с целью разработки альтернативных источников для транспортного топлива. В результате этих усилий концерном была создана технология газожидкостной конверсии (ГЖК), получившая название синтез средних дистиллятов «Шелл» (Shell Middle Distillates Synthesis – SMDS).

Разработка и испытания данной технологии прошли нескольких этапов:

- В 1973 году в Амстердаме были созданы первые продукты ГЖК. Объемы тогда составляли всего несколько граммов в сутки.

- Через 10 лет, также в Амстердаме, концерн «Шелл» построил пилотную установку производительностью 3 барреля в сутки.

- 1993 году «Шелл» ввёл в эксплуатацию первый промышленный завод по производству продуктов ГЖК в Бинтулу, Малайзия, позволивший увеличить производительность до 14 700 баррелей в сутки.

- По сравнению с заводом в Бинтулу производительность завода Pearl GTL в Катаре увеличилась примерно в 10 раз [8].

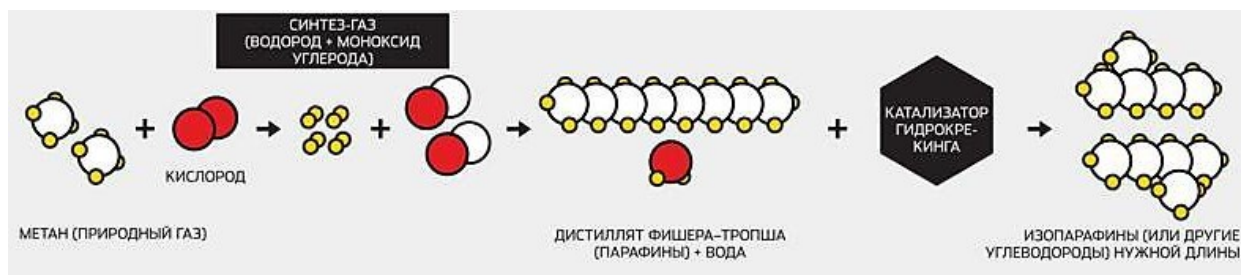


Рисунок 4.9 – Схема конверсии природного газа в жидкие углеводороды с помощью каталитического синтеза и гидрокрекинга.

Процесс синтеза жидких углеводородов из газа в варианте Shell выглядит следующим образом. Природный газ поступает с офшорного месторождения «Северное поле», запасы которого оцениваются в 25 трлн. м³ (это примерно 15% мировых запасов). На входе от главной составляющей газа, метана, отделяют основные примеси – серу, газовый конденсат (жидкие фракции) и этан. После этого из смеси природного газа и кислорода, который

получают здесь же, на заводе Pearl GTL, при температуре 1300-1500 °C и давлении до 70 бар изготавливают синтез-газ – смесь монооксида углерода и водорода ($\text{CH}_2 + 1/2\text{O}_2 \rightarrow \text{CO} + 2\text{H}_2$). В процессе изготовления синтез-газа выделяется много тепла и образуется много пара, который в дальнейшем используется для вращения турбин генераторов и получения электроэнергии [7].

На втором этапе синтез-газ подается в реактор синтеза, где в присутствии катализатора молекулы объединяются в длинные углеводородные цепочки. На выходе этого этапа в качестве основного продукта синтеза получают длинные предельные углеводороды – парафины. Почему именно парафины? Дело в том, что эффективность конверсии метана вот в такие длинные углеводородные цепи выше. К тому же это удобно с точки зрения конечных продуктов – длинные молекулы несложно разрезать на участки контролируемой длины. Во время синтеза выделяется много тепла, а в качестве побочного продукта образуются водяной пар (его направляют крутить турбины) и вода.

На третьем этапе парафины подвергаются гидрокрекингу (присоединению водорода и расщеплению), в процессе которого длинные молекулы расщепляются на более короткие, а также изомеризации. В зависимости от условий реакции (температура, давление) можно получать самые разные фракции углеводородов – на заводе Pearl GTL это нефтя, нормальные парафины, авиационный керосин, газойль (дизтопливо) и изопарафины [9].

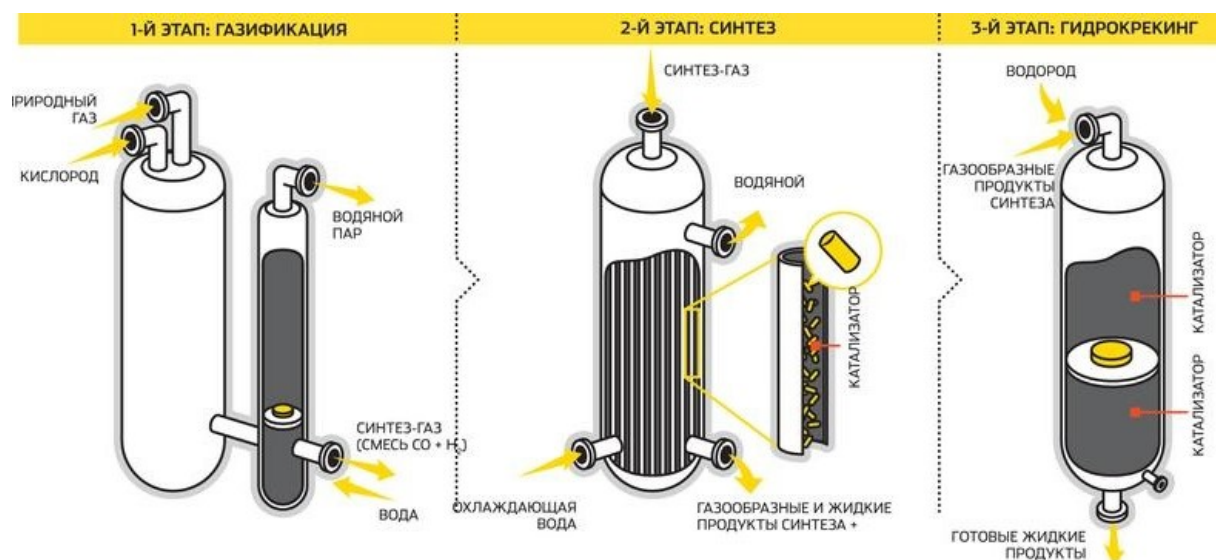


Рисунок 4.10 – Технология Shell Middle Distillate Synthesis (SMDS):
получение жидких углеводородов из природного газа

5 Система сбора, подготовки, нефти и газа на ВЧНГ

5.1 Данные о технологии подготовки нефти и газа на площадке УПН-1

Производительность установки подготовки нефти УПН-1:

- по товарной нефти 7,5 млн. т/г;
- по газу 1297 млн.нм³/г;
- по воде 10,881 млн. т/г;
- по жидкости 17,768 млн. т/г. [10]

Технология подготовки нефти на УПН-1 включает следующие стадии процесса:

- предварительная сепарация пластовой нефти в слаг-кетчере, обеспечивающая предварительное удаление основной части попутного газа и воды, а также разряжение газовых пробок входного потока;
- термохимическое обезвоживание и обеспечение упругости паров нефти по Рейду в сепараторах первой и второй ступени, посредством промежуточного нагрева нефти в теплообменных аппаратах и ввода химических реагентов.
- электрохимическое обессоливание нефти на установках электростатического дегидрататора и электростатического обессоливания, осуществляющееся за счет водной промывки нагретой нефти пресной водой и последующим разрушением образуемой водонефтяной эмульсии под действием переменного электрического поля и ввода химических реагентов [10].

Характеристики и химический состав нефти и ПНГ указаны в таблицах 5.1, 5.2.

Таблица 5.1 – Характеристика нефти

Наименование параметра	Параметр
1 Формула	В состав нефти входят:
1.1 Эмпирическая	1) Предельные углеводороды C_nH_{2n+2}
1.2 Структурная	2) Циклопарафины C_nH_{2n-6}
	3) Ароматические углеводороды C_nH_{2n-6}

	(в основном гомологи бензола) 4) Многоядерные полинафтеновые и ароматические углеводороды, содержащие различные боковые цепи)	
2 Состав, об. %	нефть на УПН-1	нефть с УПН-1
вода	87,8762	7,27
углекислый газ	0,0012	0
азот	0,1103	0
водород	0,0049	0
метан	5,0188	0,12
этан	1,0249	0,61
пропан	0,6642	2,43
i-бутан	0,1306	1,11
n-бутан	0,3178	3,34
i-пентан	0,1455	2,07
n-пентан	0,1924	2,89
n-гексан	0,2809	4,78
n-гептан	0,2857	5,05
n-октан	0,3032	5,41
n-нонан	0,2517	4,50
n-декан	0,3054	5,46
n-ундекан	0,2541	4,54
бензол	0,0028	0,38
толуол	0,0359	0,63
этилбензол	0,0107	0,19
m-ксилол	0,0167	0,30
p-ксилол	0,0167	0,30
o-ксилол	0,0119	0,21
изопропилбензол	0,0084	0,15
додекан	2,6992	48,23
3 Общие данные:		
3.1 Молекулярная вес, г/моль	246,432	255,746
3.2 Плотность при 20 °С, кг/м ³	891,709	885,458

Таблица 5.2 – Характеристика газа

Наименование параметра	Параметр	
1 Название вещества:		
1.1 Химическое	Углеводородный газ	
1.2 Торговое	Нефтяной газ	
2 Формула		
2.1 Эмпирическая	Смесь углеводородов	
2.2 Структурная	-	
3 Состав, об. %	Нефтяной газ	Осушенный газ

вода	0,10	0
углекислый газ	0,02	0,02
азот	1,73	1,59
водород	0,08	0,07
метан	76,93	72,45
этан	13,28	14,32
пропан	5,58	7,64
i-бутан	0,59	0,99
n-бутан	1,14	2,05
i-пентан	0,21	0,43
n-пентан	0,21	0,45
n-гексан	0,09	-
n-гептан	0,02	-
4 Общие данные:		
4.1 Молекулярная масса, г/моль	20,738	22,151
4.2 Плотность при 20 °С и 101,325 кПа, кг/м ³	0,865	0,925

5.2 Данные о технологии подготовки газа на УПГ

Технологический процесс подготовки газа предназначен для сбора и доведения попутного нефтяного газа (ПНГ) до требований, необходимых для обратной закачки его в пласт с отбором части подготовленного газа на собственные нужды.

В процессе подготовки ПНГ компримируется, из него удаляются тяжелые углеводороды, механические примеси и вода. Удаление углеводородов C₅+ происходит в результате повышения давления. Обезвоживание (осушка) осуществляется абсорбционным методом с использованием в качестве абсорбента триэтиленгликоля (ТЭГ).

Технология подготовки ПНГ по проектной документации полномасштабной разработки включает следующие стадии:

- предварительное компримирование ПНГ низкого давления, поступающего с сепараторов первой и второй ступени подготовки нефти и из дегазатора углеводородного конденсата;
- трехступенчатое сжатие газа, поступающего от блока подготовки газа, сепараторов первой ступени ОРН, от входных сооружений и компрессора НД;
- абсорбционную осушку газа после второй ступени сжатия;

- подачу подготовленного газа на закачку в пласт;
- индивидуальную подготовку низконапорного ПНГ, используемого для собственных нужд.

5.2.1 Компрессорная установка низкого давления

Газ из сепараторов нефти первой ступени после дросселирования с температурой 11 °С и давлением 0,02 МПа, из сепараторов второй ступени с температурой от 40 до 60 °С и давлением 0,02 МПа, газ из дегазатора с температурой от минус 18 до 7 °С и давлением 0,02 МПа, через узел замера поступает во входной сепаратор компрессора низкого давления. Температура потока составляет 50-58 °С.

Газ от сепаратора направляется на прием компрессора низкого давления (НД) (компрессор газов мгновенного испарения).

Сжатый в компрессоре газ с давлением 0,62 МПа и температурой 138 °С газ охлаждается в аппарате воздушного охлаждения (АВО) до 40 °С.

Отсепарированная жидкость из сепаратора по уровню через клапан направляется в дегазатор конденсата.

5.2.2 Компрессорная установка высокого давления

Линия приема попутного газа в компрессор ВД объединяет потоки от компрессора НД, входных сооружений установки подготовки нефти от блока подготовки газа БИР с давлением 0,58 МПа и температурой 0-5 °С.

Из коллектора попутного нефтяного газа предусматривается отбор газа:

- на печи подогрева пресной воды;
- на печи подогрева теплоносителя;
- на прием компрессора топливного газа;
- на продувку факельных коллекторов и на горелки отдельной факельной установки (до пуска в работу компрессорных агрегатов ВД и

топливного газа).

Для улавливания механических примесей из газового потока на коллекторе попутного нефтяного газа предусмотрен сетчатый фильтр, который установлен перед входным сепаратором.

Отсепарированная жидкость из сепаратора по уровню через шаровый кран с пневмоприводом направляется в дегазатор конденсата.

Газ от сепаратора направляется на I ступень компрессора ВД.

На линии от сепаратора к I ступени компримирования предусмотрен сетчатый фильтр, препятствующий попаданию механических примесей в компрессор.

На I ступени компрессора ВД газ дожимается до 2,93 МПа, нагреваясь при этом до 124 °С.

После I ступени компрессора газ охлаждается в АВО до температуры 40 °С.

Из АВО газ с давлением 2,9 МПа, поступает в сепаратор II ступени компрессора ВД.

Отсепарированная жидкость из сепаратора по уровню через шаровый кран с пневмоприводом направляется в дегазатор конденсата.

Для препятствия попадания жидкости в сепаратор обратным потоком на линии вывода конденсата предусмотрен обратный клапан.

Для сброса давления из сепаратора предусмотрен шаровый кран, через который осуществляется сброс газа в факельный коллектор высокого давления по линии.

Из сепаратора газ направляется на II ступени компрессора ВД, где он сжимается до 9,55 МПа и разогревается до 136 °С.

Перед II ступенью сжатия установлен фильтр сетчатый для удаления механических примесей из газового потока, что повышает надежность и эффективность работы компрессора.

После II ступени компрессора ВД газ охлаждается в АВО до температуры 40 °С и поступает на осушку в абсорбер. Для защиты от

превышения давления на линии установлен блок предохранительных клапанов. Сброс с предохранительных клапанов осуществляется в факельный коллектор ВД по линии.

Осушенный газ из блока абсорбера направляется в сепаратор III ступени компрессорного агрегата

Отсепарированная жидкость из сепаратора по уровню через клапан направляется в дегазатор конденсата.

Снижение давления в линии вывода конденсата до 0,6 МПа производится дроссельной шайбой.

Газ от сепаратора направляется на III ступень компрессора ВД. Перед III ступенью сжатия установлен фильтр сетчатый для удаления механических примесей из газового потока, что повышает надежность и эффективность работы компрессора.

От линии входа на III ступень компримирования производится отбор осушенного газа во входной сепаратор по линии.

На III ступени компрессора ВД газ дожимается до давления 27 МПа, нагреваясь при этом до 131 °С.

При повышении давления до 27,7 МПа происходит открытие антипомпажного клапана, установленного на линии. При повышении давления до 28,5 МПа происходит остановка газовой турбины и остановка компрессора.

При повышении температуры до 168 °С происходит открытие антипомпажного клапана, установленного на линии. При повышении температуры до 173 °С происходит останов газовой турбины и останов компрессора.

После III ступени компрессора газ охлаждается в АВО до температуры 40 °С. Для защиты от превышения давления на линии установлен блок предохранительных клапанов. Сброс осуществляется в факельный коллектор ВД по линии.

Из АВО охлажденный газ направляется в блок СИКЗГ [11].

6 Методы утилизации ПНГ применяемые на ВЧНГ

6.2 Выработка электроэнергии на ЭСН-3

6.2.1 Краткое описание ЭСН-3

На сегодняшний день сеть энергоснабжения Верхнечонского месторождения имеет суммарную установленную мощность 58,6 МВт и состоит из:

— ЭСН-1 (4 единицы ДГУ 8 ГДГ-Н по 1,65 МВт) потребляет жидкое топливо (дизельное топливо, нефть), и попутный нефтяной газ (работа в двухтопливном режиме, используется газонефтяная смесь);

— ЭСН-2 (5 единиц ГТУ Centrax CX 501-KB 7 по 5,2 МВт) общей мощностью 32,6 МВт, потребляет только попутный нефтяной газ;

— временных энергоцентров, представленных газопоршневыми агрегатами производства Cummins в количестве 26 единиц суммарной установленной мощностью 26 МВт, потребляют только попутный нефтяной газ.

После ввода в эксплуатацию ЭСН-3 дальнейшее использование ЭСН-1 признано нерациональным, ЭСН-1 в 2016г. планируется к выводу из эксплуатации и дальнейшей ликвидации. Временные энергоцентры будут ликвидированы после 31.12.2015 г.

Таким образом, с 2016 года, после вывода из эксплуатации ЭСН-1 и ликвидации временных энергоцентров, суммарная установленная мощность Верхнечонского месторождения составит 90,5 МВт.

Проектируемая ЭСН-3 мощностью 64 МВт предназначена для покрытия собственных нужд электрической мощности месторождения ОАО «ВЧНГ», а также для реализации программы утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) до 95%.

Строительство газотурбинной электростанции мощностью 64 МВт на базе пяти газотурбинных электроагрегатов типа SGT-400 производства фирмы «SIEMENS» мощностью 12,9 МВт каждый, осуществляется в едином

производственном здании панельно-каркасного исполнения.

Газотурбинная установка фирмы «SIEMENS» - комплектная газовая электростанция с высокой степенью заводской готовности. Особенностью газотурбинных установок SIEMENS является:

- высокий КПД,
- двутопливная камера сгорания,
- сухое подавление выбросов – низкое воздействие на экологию,
- низкие эксплуатационные затраты,
- оборудование адаптировано к эксплуатации в российских условиях,
- компактность,
- возможность сервиса установок на месте,
- возможность устранения загрязнения компрессора газотурбинного двигателя при работе и в отключенном состоянии,
- низкое соотношение: расход – мощность.

В качестве топлива используется:

- попутный нефтяной газ – основное топливо;
- дизельное топливо – резервное топливо.

В качестве газового топлива для газотурбинной электростанции используется попутный нефтяной газ установки подготовки нефти (УПН) Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, территориально совмещенной с ЭСН-3. Установка подготовки газа (УПТГ) размещена на территории УПН. Подготовка газа до необходимых требований газотурбинного агрегата (ГТА) осуществляется на УПТГ.

Резервное топливо для ГТЭС также поступает с территории УПН, где оно проходит подготовку до требований ГТА, исключая температуру в холодный период года. Для подогрева ЖТ на территории ЭСН-3, предусмотрены электрические поточные нагреватели (1 раб.+1 рез.), обеспечивающие необходимую температуру – не ниже 0°C.

Для запуска ГТУ предусмотрена пропановая система зажигания. [1]

6.2.2 Топливная система ЭСН-3

Топливный газ для ГТА после УПТГ соответствует требованиям технических характеристик газа фирмы «SIEMENS». Сравнительная

характеристика значения параметров требуемого для ГТА топливного газа и подготовленного на УПТГ представлена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Требования к топливному газу

Параметр	Значение, диапазон (согласно требованиям ГТА)	Значение, диапазон подготовленного газа после УПТГ
Число Воббе, МДж/м ³	37-59	52,95-53,14
Скорость изменения числа Воббе	Не выше 4% в минуту	Не выше 4% в минуту
Температура подачи топливного газа, °С	45 Минимум на 20°С выше точки росы при давлении подачи	40-52
Пределы температуры подачи топливного газа, °С	max = 105	Обеспечивается.
Давление подачи топливного газа, МПа	Pmin=2,1 (изб) Pmax=2,8 (изб)	2,3-2,85
Максимальный расход топливного газа при полной нагрузке, ст.м ³ /ч	3120 (для 1 шт. ГТА)	Обеспечивается.
Максимальный расход топливного газа при полной нагрузке, ст.м ³ /ч	15600 (для 5 шт. ГТА)	Обеспечивается.
Диаметр трубопровода, DN	150	150
Негорючие твердые вещества, ppm		
<10µm	1%	Обеспечивается.
>15µm	отсутствие	Обеспечивается.
Сера в элементарной форме	отсутствие	Обеспечивается.
H ₂ S, ppm	44	Обеспечивается.
Загрязнение смазочным маслом, ppm	2	Обеспечивается.

Основные задачи подготовки газа для газотурбинных двигателей:

- удаление жидкой и твердой фаз;
- доведение давления газа до значения рабочего давления газовых турбин;
- создание необходимого запаса температуры, на участке транспортирования топливного газа от выхода с установки подготовки газа до входа на газовую турбину, для обеспечения непосредственно на входе в газовую турбину температуры газа выше точки росы по воде и углеводородам.

Сравнительный анализ данных состава подготовленного газа и требований ГТА позволяет сделать вывод о полной пригодности подготовленного газа требованиям топливного газа для газотурбинного агрегата.

Дизельное топливо для ГТА, в качестве резервного источника топливоснабжения, должно соответствовать требованиям технических характеристик топливоснабжения фирмы «SIEMENS» представленных в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Требования к дизельному топливу

Параметр	Значение, диапазон (согласно требованиям ГТА)	Значение, диапазон подготовленного дизельного топлива
Давление плавного профиля, МПа/с	0,01	Обеспечивается
Давление подачи максимальное, МПа (изб)	0,3	Обеспечивается
Давление подачи минимальное, МПа (изб)	0,1	Обеспечивается
Температура подачи максимальная, °С	60	Обеспечивается.
Температура подачи минимальная, °С	0	-58 Не обеспечивается
Расход топлива на одну ГТА, кг/с	0,972	Обеспечивается.
Расход топлива на пять ГТА, кг/с	4,86	Обеспечивается.

Сравнительный анализ параметров подготовленного дизельного топлива требованиям ГТА позволяет сделать вывод о несоответствии минимальной температуры подачи топлива на ГТА и требует дополнительных мер для выполнения данного требования.

Для соблюдения требований норм промышленной безопасности, регламентирующих требования к газоснабжению и газопотреблению, а также к топливоснабжению, все оборудование газовой системы оснащено соответствующими типами запорной и регулирующей арматуры и устройствами безопасности, с соответствующими технологическими блокировками и автоматикой управления [1].

6.2.3 Методика расчета числа Воббе по компонентному составу газовой смеси

Число Воббе (W) (нижнее или высшее) в МДж/м³ (ккал/м³) вычисляют по формуле [18]:

$$W = \frac{Q}{\sqrt{d}},$$

где d - относительная плотность газа;

Q - объемная теплота сгорания газа

Теплоту сгорания объемную (Q) высшую (Q_v) или низшую (Q_n) в МДж/м³ вычисляют по формуле:

$$Q = \sum_{i=1}^n Q_i \cdot C_i,$$

где Q_i - теплота сгорания газа (высшая или низшая) i -го компонента газа указаны в таблице 6.3;

C_i - доля i -го компонента в газе указаны в таблице 6.4

Таблица 6.3 – Высшая и низшая теплота сгорания и относительная плотность компонентов сухого природного газа при 20 °С и 101,325 кПа

Наименование компонента	Формула	Теплота сгорания		Относительная плотность
		высшая	низшая	
		МДж/м ³	МДж/м ³	
Метан	CH ₄	37,10	33,41	0,5546
Этан	C ₂ H ₆	65,38	59,85	1,046
Пропан	C ₃ H ₈	93,98	86,53	1,549
<i>n</i> -бутан	<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	123,78	114,27	2,071
<i>i</i> -бутан	<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	123,25	113,81	2,068
Пентаны	C ₅ H ₁₂	155,65	144,02	2,637
Гексаны	C ₆ H ₁₄	174,62	161,36	2,976
Гептаны	C ₇ H ₁₆	202,10	186,87	3,460
Октаны	C ₈ H ₁₈	229,38	212,22	3,945
Нонаны	C ₉ H ₂₀	257,48	238,76	4,41
Бензол	C ₆ H ₆	151,09	145,05	2,967
Толуол	C ₇ H ₈	164,24	156,71	3,18
Водород	H ₂	11,87	10,05	0,0695
Окись углерода	CO	11,78	11,78	0,9671
Сероводород	H ₂ S	23,60	21,75	1,188
Двуокись углерода	CO ₂	-	-	1,528
Азот	N ₂	-	-	0,967
Кислород	O ₂	-	-	1,105
Гелий	He	-	-	0,138

Таблица 6.4 – Компонентный состав топливного газа

Наименование показателя	Значение показателя	
	Влажный газ	Сухой газ
1. Компонентный состав, мольная доля*		
Метан (CH ₄)	0,7486	0,7497
Этан (C ₂ H ₆)	0,1371	0,1372
Пропан (C ₃ H ₈)	0,0653	0,0653
изо-Бутан (<i>i</i> -C ₄ H ₁₀)	0,0077	0,0077
н-Бутан (<i>n</i> -C ₄ H ₁₀)	0,0154	0,0153
изо-Пентан (<i>i</i> -C ₅ H ₁₂)	0,0028	0,0028
н-Пентан (<i>n</i> -C ₅ H ₁₂)	0,0028	0,0028
Водород (H ₂)	0,0007	0,0007
Азот (N ₂)	0,0167	0,0167
Двуокись углерода (CO ₂)	0,0002	0,0002
Вода (H ₂ O)	0,0012	0,0000
Гексан C ₆ H ₁₄ (сумма)	0,0015	0,0016
2. Относительная влажность газа, %	25,64	0,41
3. Плотность в стандартных, кг/м ³	0,8929	0,8927

Теплота сгорания газовой смеси находим по формуле:

$$\begin{aligned}
 Q &= Q_{\text{CH}_4} \cdot C_{\text{CH}_4} + Q_{\text{C}_2\text{H}_6} \cdot C_{\text{C}_2\text{H}_6} + Q_{\text{C}_3\text{H}_8} \cdot C_{\text{C}_3\text{H}_8} + Q_{i\text{-C}_4\text{H}_{10}} \cdot C_{i\text{-C}_4\text{H}_{10}} + Q_{n\text{-C}_4\text{H}_{10}} \cdot \\
 &\quad \cdot C_{n\text{-C}_4\text{H}_{10}} + Q_{i\text{-C}_5\text{H}_{12}} \cdot C_{i\text{-C}_5\text{H}_{12}} + Q_{n\text{-C}_5\text{H}_{12}} \cdot C_{n\text{-C}_5\text{H}_{12}} + Q_{\text{C}_6\text{H}_{14}} \cdot \\
 &\quad \cdot C_{\text{C}_6\text{H}_{14}} + Q_{\text{H}_2} \cdot C_{\text{H}_2} \\
 Q &= 37,1 \cdot 0,7497 + 65,38 \cdot 0,1372 + 93,98 \cdot 0,0653 + 123,25 \cdot 0,0077 \\
 &\quad + 123,78 \cdot 0,0153 + 155,65 \cdot 0,0028 + 155,65 \cdot 0,0028 + 174,62 \\
 &\quad \cdot 0,0016 + 11,87 \cdot 0,0007 = 46,9231 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}
 \end{aligned}$$

Число Воббе газовой смеси находим по формуле:

$$W = \frac{Q}{\sqrt{d}} = \frac{46,9231}{\sqrt{0,8927}} = 49,66$$

$$37 < W_{\text{смеси}} < 59$$

Полученное значение числа Воббе позволяет сделать вывод о пригодности топливного газа в качестве топливного сырья для электростанции собственных нужд, так как он соответствует требованиям технических характеристик газа фирмы «SIEMENS» [1].

6.3 Исследование методов регулирования закачки попутного газа в объекты хранения, представленные газовыми залежами при проявлении газового режима на Верхнечонском ВПХГ

6.3.1 Основные задачи технологии многолетней закачки и хранения попутного газа в пластах-коллекторах ВПХГ

Технология многолетней закачки и хранения попутного газа в пластах-коллекторах ВПХГ разрабатывалась на основе существующей технологии циклической эксплуатации подземных хранилищ природного газа (ПХГ).

Временное подземное хранилище попутного газа рассматривается как горно-техническое сооружение, предназначенное для многолетней закачки, хранения и последующего отбора накопленных объёмов попутного газа, добываемого при целевой добыче нефти и конденсата на нефтегазоконденсатных месторождениях. ВПХГ включает в себя:

- геологический объект хранения;
- систему скважин разного назначения;
- наземные инженерно-технические сооружения.

В функционировании ВПХГ выделяются следующие периоды:

- период закачки и хранения излишков попутного газа
- нейтральный период
- период отбора накопленного объёма газа

К основным задачам технологии многолетней закачки и хранения попутного газа в пластах-коллекторах ВПХГ относятся:

- обеспечение необходимых темпов и объёмов закачки попутного газа;
- обеспечение герметичности объекта хранения и сохранности газа в условиях многолетнего повышения пластового давления;
- минимальное влияние на разработку нефтяных частей месторождения;

- максимальный рентабельный коэффициент извлечения хранимых объёмов попутного газа;
- охрана окружающей среды.

Сооружение ВПХГ наиболее перспективно на новых нефтегазоконденсатных месторождениях, расположенных в отдалённых, труднодоступных регионах, в которых отсутствует газотранспортная система для поставок газа внешним потребителям.

Технология обеспечивает решение указанных задач и включает последовательное выполнение следующих производственных операций, (Приложение В):

- сепарация углеводородного и водного конденсата попутного газа после установки подготовки нефти,
- осушка газа до расчётной точки росы газа по влаге углеводородам;
- очистка от механических примесей;
- компримирование;
- охлаждение газа;
- транспортировка его по промысловому коллектору и шлейфам к устьям газонагнетательных скважин;
- подогрев газа на устье или забое скважин;
- закачка через газонагнетательные скважины в пласт-коллектор;
- наблюдение и контроль герметичности объекта хранения.

Для эффективного внедрения предлагаемой технологии рассматривается следующий комплекс вопросов:

- выбор геологического объекта хранения;
- обоснование параметров системы подготовки и компримирования попутного газа после установки подготовки нефти;
- определение рациональной схемы внутрипромысловой транспортировки попутного газа;

- обоснование ограничений и условий распределения заданной суточной производительности ВПХГ по скважинам или группам скважин с учётом их разноразмерности;
- разработка рациональной схемы размещения газонагнетательных скважин;
- разработка методов регулирования закачки и хранения попутного газа;
- обоснование системы наблюдения и контроля за герметичностью хранилища;
- обоснование системы отбора закачанных объёмов газа.

В качестве объектов для закачки и подземного хранения попутного газа рассматриваются:

- водоносные горизонты;
- газовые, газоконденсатные залежи;
- газовые шапки нефтегазоконденсатных месторождений.

При создании ВПХГ в газовых, газоконденсатных залежах и газовых шапках в период отбора накопленного объёма газа дополнительно могут решаться задачи опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) этих залежей.

Проведённый анализ динамики добычи и потребления попутного газа, на нефтегазоконденсатных месторождениях показывает, что задача рационального использования не менее 95% попутного газа наиболее актуальна в конце ОПЭ или в начале промышленной эксплуатации месторождения. В этот период добываются большие объёмы попутного газа, при этом на собственные нужды промысла используется не более 10-15% газа, и требуются значительные капитальные вложения в строительство газотранспортной инфраструктуры для подачи газа внешним потребителям или в строительство мощностей для собственной, его переработки. Внедрение разработанной технологии позволяет эффективно решать эту

проблему в кратчайшие сроки при относительно небольших капитальных вложениях.

Решение задачи рационального использования попутного газа на уровне не ниже 95 % за счёт внедрения технологии многолетней его закачки и хранения рассмотрим на примере Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного в Восточной Сибири. Одна из предложенных, стратегий его освоения при реализации программы рационального использования 95% попутного газа, выполнении лицензионных требований по недропользованию и охране окружающей среды представлена на рисунке 6.1

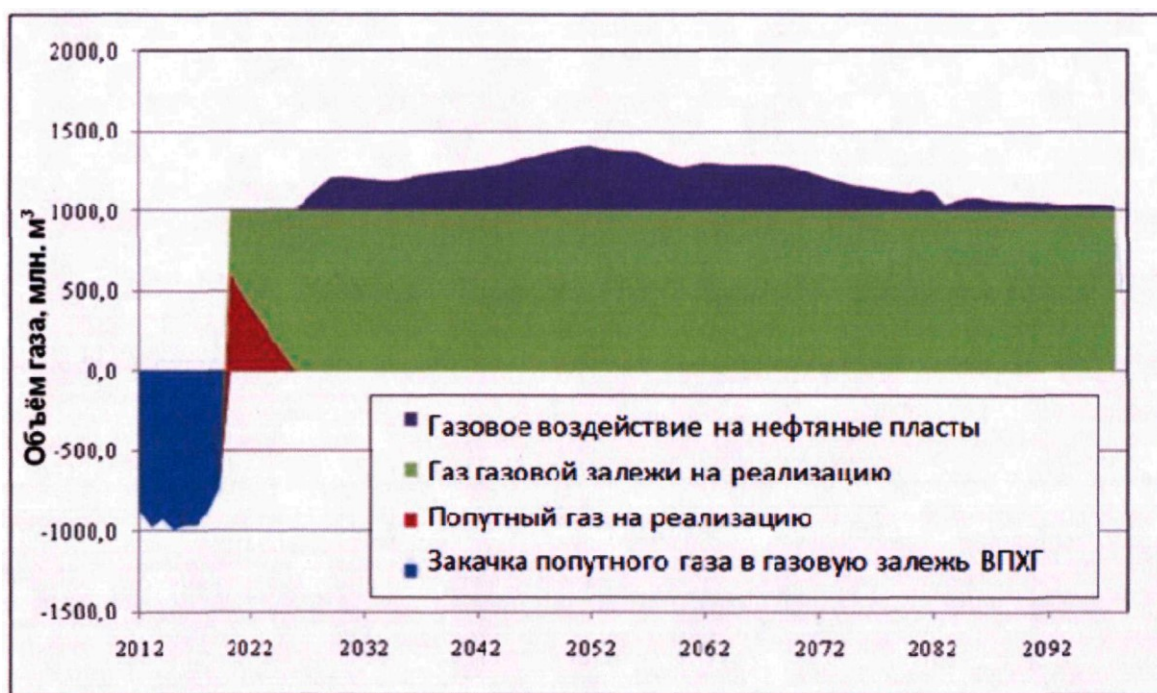


Рисунок 6.1 – Стратегия использования попутного газа на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении

Проект создания ВПХГ является частью комплексного проекта разработки месторождения. Следовательно, инвестиции на сооружение мощностей ВПХГ и эксплуатационные расходы являются частью затрат на разработку всего месторождения или группы месторождений. Исходя из

этого, при проектировании и сооружении основных производственных мощностей следует учитывать возможность их использования для целей не только закачки и хранения попутного газа, но и для нужд последующей разработки месторождения и работы промыслов. В строительстве и эксплуатации ВПХГ могут принимать участие несколько нефтедобывающих компаний на долевых началах, снижая, таким образом, инвестиции в "собственные" проекты разработки месторождений.

Предлагаемая технология многолетней закачки и подземного хранения попутного газа отличается от захоронения, поскольку нацелена на дальнейшее извлечение хранимых объёмов газа. Также технологию закачки и хранения нельзя называть методом использования или утилизации попутного газа, поскольку её внедрение не даёт непосредственно полезной продукции либо эффекта. Полезный эффект или продукт возможно получить лишь при дальнейшем отборе хранимых объёмов попутного газа и использовании его в качестве энергоносителя, вытесняющего нефть или конденсат агента, сырья и др.

При создании ВПХГ в газовых шапках разрабатываемых нефтегазоконденсатных залежей важно разграничивать технологию хранения попутного газа от технологий газового или водогазового воздействия (сайклинг-процесса). Воздействие на пласт газовым агентом нацелено на увеличение коэффициента извлечения нефти, тогда как многолетняя закачка и хранение предусматривает минимальное воздействие на процессы разработки месторождения при условии рационального использования попутного газа.

6.3.2 Выбор объекта для закачки и хранения попутного нефтяного газа на ВЧНГКМ

Выбор объекта для закачки и хранения попутного нефтяного газа на Верхнечонском лицензионном участке является ключевым вопросом

создания временного подземного хранилища газа (ВПХГ) и разработки нефтегазового месторождения без сжигания попутного нефтяного газа.

При создании подземного хранилища газа (ПХГ), в том числе и ВПХГ, следует отдавать предпочтение газовым залежам и нефтяным залежам с газовыми шапками, поскольку наличие газовой залежи в пласте свидетельствует о вертикальной герметичности создаваемого хранилища. Наличие газа в залежи обеспечивает возможность вместить дополнительные объемы попутного нефтяного газа, за счет поднятия давления в газовой залежи. Последнее обстоятельство очень важно в случае имеющих на площади тектонически изолированных блоков. В связи с тем, что пластовая вода практически не сжимаема, создавать ПХГ в таких блоках, в случае отсутствия газовой залежи достаточного объема, практически не возможно.

На площади Верхнечонского месторождения газовые залежи и газовые шапки содержат пласты $V_{ч1}$, $V_{ч1+2}$ и Осинский пласт. Все эти залежи перекрыты надежными флюидоупорами.

Наилучшими газопорами являются пласты каменной соли, которые перекрывают Осинский пласт-коллектор.

Газовые залежи и газовые шапки на Верхнечонском месторождении содержат Верхнечонский и Осинский пласты-коллекторы.

Наиболее крупной по запасам газа является газоконденсатная залежь Осинского горизонта с суммарными запасами газоконденсатного газа в пределах лицензионного участка 73719 млн. m^3 , по категории C_1 и C_2 соответственно 3411 и 70308 млн. m^3 приведенная в Приложение Г.

Для создания ПХГ особенно важны высокие коллекторские свойства пласта-коллектора, что позволяет создавать искусственную газовую залежь ПХГ. На основе анализа геологических условий, математических моделей, экспертных оценок разработаны основные критерии выбора объектов для многолетней закачки и хранения попутного газа, приведенные в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Основные критерии выбора геологических объектов для закачки и хранения попутного газа

Показатель	Газовая (газоконденсатная) залежь	Газовая шапка	Водоносный пласт с выдержанной крышкой
Поровый объём ловушки / общий объём хранения в пластовых условиях, д.ед.	более 1,25	более 3	более 2
Глубина залегания, м	350 - 3000	350 - 3000	350 - 2000
Пластовое давление на начало закачки, МПа	не более 30	не более 30	не более 20
Амплитуда ловушки; м	более 5	более 5	более 10
Толщина пласта, м	более 2	более 10	более 5
Средняя проницаемость, 10^{-12} м^2	более 0,01	более 0,01	более 0,1
Тип коллектора	Поровый, порово-трещинный, трещинно-кавернозный	Поровый, порово-трещинный, трещинно-кавернозный	Поровый, порово-трещинный
Режим залежи	Газовый, водонапорный	Газовый, водонапорный	Водонапорный

6.3.3 Оценка возможности закачки газа в Осинский горизонт

Осинский горизонт является газоносным, и в условиях отсутствия трубопровода для транспортировки газа потребителю разработка данного горизонта не предусматривалась ни в одном из проектных документов.

По результатам анализа геолого-промыслового материала, в качестве единственного объекта под ВПХГ на Верхнечонской площади, следует рассматривать кавенозно-трещиноватый карбонатный пласт-коллектор Осинского горизонта. Указанный пласт-коллектор образует ловушку достаточной для закачки газа емкости, имеет надежный галогенный газоупор и отличается удовлетворительными фильтрационно-емкостными свойствами. По результатам опробования дебиты скважин достигают 179,8 тыс. м³/сут. представлены в Приложение Д

В пределах Верхнечонского месторождения к Осинскому пласту в пределах лицензионного участка приурочена крупная по запасам (по

категории $C_1+C_2 - 73719$ млн m^3) газоконденсатная залежь, разбитая на ряд блоков содержащих газовые залежи, которые способны вместить подлежащий хранению попутный нефтяной газ. Запасы этих залежей представлены в Приложение Е. Наличие или отсутствие гидродинамической связи между этими залежами на данном этапе изученности не установлено.

Наличие региональной Усольской соленосной покрышки над газовыми залежами является надежной преградой для миграции газа в вышележащие водоносные горизонты кембрия при повышении пластового давления при закачке и является гарантией герметичности нефтегазоносного подсолевого комплекса.

Закачка газа в скважины, находящиеся на удалении от лицензионных границ и разрывных нарушений, не окажет существенного воздействия на нижележащие и вышележащие продуктивные и водоносные горизонты, поскольку повышение давления в пласте ожидается незначительным, и в основном в зоне скважин, в которые будет производиться закачка газа.

В Приложении Ж приведена совмещенная карта эффективных газонасыщенных толщин и проницаемости Осинского продуктивного пласта. На карте отмечены наиболее благоприятные зоны расположения эксплуатационных скважин.

Запасы газа по залежам Верхнечонского лицензионного участка оценивались в основном по категории C_2 (таблица 6.1), что свидетельствует об их слабой геологической изученности.

6.3.4 Оценка возможности закачки газа в газовую шапку пласта ВЧ-1

Техническая схема разработки Верхнечонского месторождения предусматривала закачку излишков попутного газа после 9 лет с начала разработки в газовую шапку месторождения с последующей добычей его на заключительном периоде разработки. Рассматривалась закачка в

существующие разведочные скважины, не вовлеченные в добычу нефти и вскрывшие газовую шапку.

На сегодняшний день использование разведочных скважин для закачки газа в пласт не рекомендуется. Данные скважины не были рассчитаны на высокие избыточные давления, в то время как ожидаемое устьевое давление при закачке газа составит 215 и более атм. Так же следует учитывать факт «старения» фонда. Со временем прочность эксплуатационной колонны снижается, так как уменьшается толщина ее стенок из-за коррозионных процессов. Поэтому для закачки газа в газовую шапку необходимо проектировать новые нагнетательные скважины.

Газ, нагнетаемый в газовую шапку, должен выполнять две функции: восполнять пластовую энергию и вытеснять нефть из породы. Гидродинамическое моделирование верхнечонского месторождения показало, что закачка газа вблизи основной зоны разработки может привести к быстрому прорыву газа к добывающим скважинам. Это объясняется небольшим углом наклона пласта и неблагоприятным соотношением подвижностей газа и нефти. Быстрый прорыв газа (в течение года после начала закачки) влечет за собой уменьшение охвата пласта вытеснением как по толщине, так и по площади. В результате КИН может оказаться ниже, чем при заводнении. Следствием прорыва газа так необходимость утилизировать все большие и большие объемы попутного газа. Поскольку зона простираения пласта ВЧ-1+2 является основной зоной разработки, представляется нецелесообразным закачивать газ в эти пласты.

В Верхнечонском горизонте наиболее крупными по запасам газа являются газовые шапки залежей 2, блок I, 3, блок 2, 8 блок VIII, запасы которых по категории C_1 составляют соответственно 1231, 2520 и 2545 млн m^3 . Емкости указанных залежей не способны вместить требуемый для утилизации объем газа. К тому же даже небольшой объем закачиваемого газа может привести к нежелательному прорыву газа к забоям нефтяных скважин,

поскольку пласты верхнечоских пластов имеют, как правило, незначительные толщины (до 4 м).

6.3.5 Оценка возможности закачки газа в Преображенский горизонт

Преображенский горизонт содержит существенные ресурсы нефти, но в основном малопродуктивен, и намечен на разработку возвратным фондом скважин. ТСР предполагает, что основная добыча нефти с Преображенского горизонта будет вестись, главным образом, при режиме вытеснения нефти водой. Однако, гидродинамическое моделирование показало, что скважины, работающие на Преображенский горизонт, практически не обводняются, что свидетельствует о неэффективности использования закачки воды.

В качестве альтернативного метода вытеснения была рассмотрена закачка газа. Но закачка в Преображенский горизонт кажется бесперспективной, поскольку средняя приемистость по газу (оценочно) составляет 0,25–0,35 млн. м³ в год на одну скважину, в то время как объемы газа под утилизацию составляют 700–950 млн. м³ в год. Несмотря на то, что коэффициент извлечения нефти в этом случае увеличился, увеличение это незначительно, и конечный КИН не превышает 10%, а дебит нефти остается одного порядка с экономическим пределом рентабельности для скважины (1 м³/сут). Так же, как и в случае с заводнением, не наблюдается прорыва газа к добывающим скважинам. Таким образом, можно заключить, что закачка газа в Преображенский горизонт не имеет значительных преимуществ по сравнению с заводнением или истощением пласта.

6.3.6 Особенности функционирования Верхнечонского ВПХГ

По результатам анализа имеющегося геолого-промыслового материала для многолетней закачки и хранения попутного газа в пределах

лицензионного участка, на Верхнечонском месторождении выбраны три газоконденсатные залежи, приуроченные к осинскому горизонту.

Общая толщина осинского продуктивного горизонта изменяется от 39,5 до 60 м, преобладающие толщины пласта-коллектора составляют 42 - 49 м. Отношение эффективных толщин пласта к общим изменяется по площади от 0,19 до 0,26. Карта эффективных газонасыщенных толщин приведена на рисунке 6.2. Диапазон изменения коэффициента расчлененности для осинского пласта - 4,6 - 6,6 пропластка.

Осинский карбонатный порово-трещинный пласт-коллектор представлен доломитами с прослоями известняка. Открытая пористость пород по данным лабораторных исследований кернх оставляет до 9,6 - 16,2%, редко 18 - 19,9%, в среднем - 8%. По данным лабораторных исследований керна газопроницаемость составляет преимущественно до $5 - 41,9 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, редко $156 - 820,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ в среднем - $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Сводная геолого-физическая характеристика газоконденсатных залежей осинского пласта приведена в таблице 6.6. Карта распределения проницаемости осинского пласта представлена на рисунке 6.3.

Залежи 16, 17 и 18 осинского пласта тектонически и литологически экранированы, наличие газогидродинамической связи между ними и активной законтурной водоносной зоны не предполагается. Залежи представляют собой три неравных по поровому объёму блока: западный (залежь 16; 17% объёма), центральный (залежь 17; 61% объёма) и восточный (залежь 18; 22% объёма).

Наличие региональной усольской соленосной покрышки, выдержанной по мощности, над газовыми залежами является преградой для миграции газа в вышележащие водоносные горизонты кембрия при повышении давления закачки.

Таблица 6.6 – Геолого-физическая характеристика объекта хранения
Верхнечонского ВПХГ

Параметры	Характеристики объекта хранения
Средняя абсолютная глубина залегания кровли; м	-945
Тип залежи	газоконденсатная, литологический тектонически экранированная
Тип коллектора	карбонатный, порово- трещинный
Средняя общая толщина, м	47,8
Средняя газонасыщенная толщина, м	12,2
Коэффициент пористости, %	8,8
Проницаемость, мД	10,4
Коэффициент песчанистости, д. ед.	0,26
Коэффициент расчлененности, пропластки	3,3
Начальная пластовая температура, °С	9,8-13,8
Начальное пластовое давление, МПа	14,95
Тип пласта-покрышки	каменной соли, выдержанная по мощности
Средняя толщина покрышки, м	50
Газоконденсатный фактор, см ³ /м ³	46,8
Плотность конденсата, г/см ³	0,73

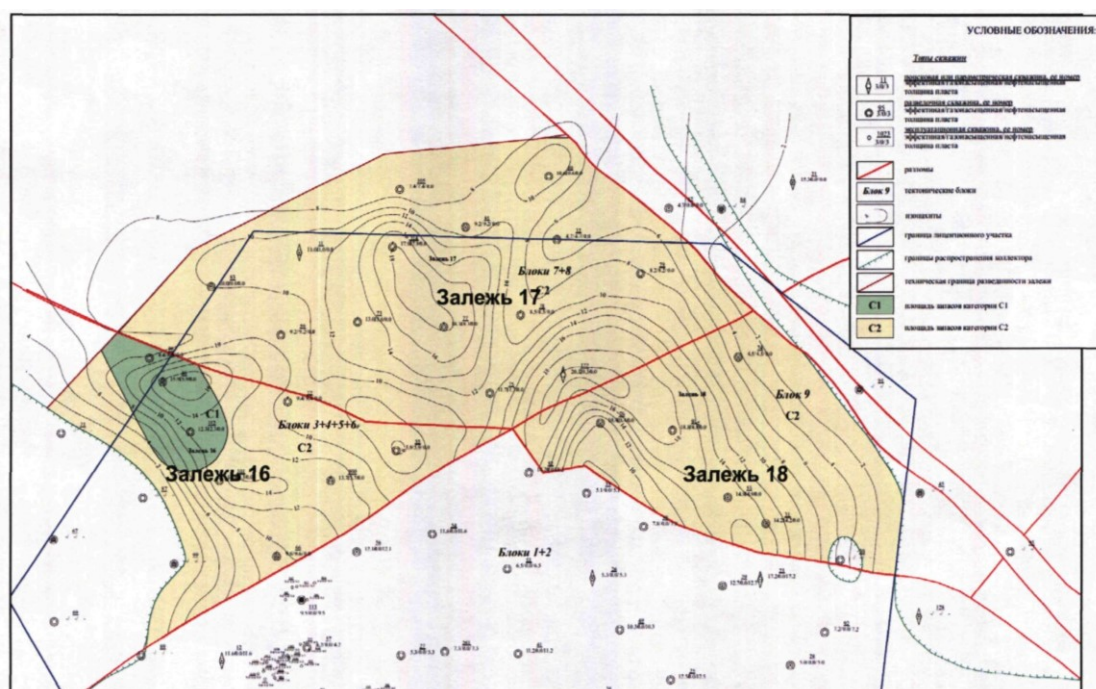


Рисунок 6.2 – Карта эффективных газонасыщенных толщин осинского горизонта

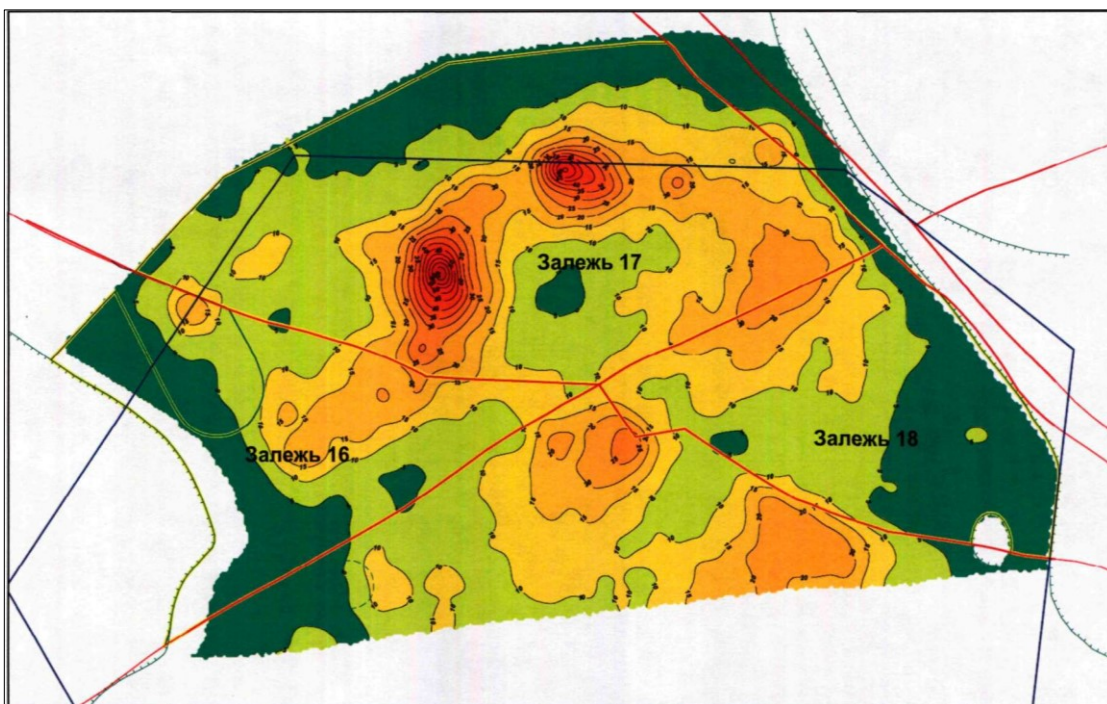


Рисунок 6.3 – Карта средней проницаемости осинского горизонта

Исходные геолого-промысловые данные характеризуются невысокой достоверностью и разной степенью изученности залежей, поэтому осуществление проекта создания рассматриваемого ВПХГ сопряжено с повышенными рисками недостижения проектных технологических показателей. С целью минимизации рисков разработана концепция поэтапного сооружения хранилища с выделением двух очередей строительства. Её реализация позволит последовательно уточнять следующие параметры:

- приёмистость, требуемое количество и размещение проектных газонагнетательных скважин;
- распределение ФЕС пласта-коллектора;
- герметичность законсервированных и ликвидированных разведочных скважин и возможность их использования для нужд ВПХГ;
- условия гидратообразования при транспортировке газа при низких зимних температурах воздуха и при закачке попутного газа в низкотемпературный пласт.

Согласно разработанной концепции, первая очередь строительства должна обеспечить опытно-промышленную эксплуатацию на первом, этапе функционирования хранилища в период до 2017 года и уточнить показатели второй очереди строительства, обеспечивающие второй этап функционирования ВПХГ в период с 2017 года по 2030 год.

Показатели закачки попутного газа, с указанием этапов функционирования ВПХГ представлены на рисунке 6.4.

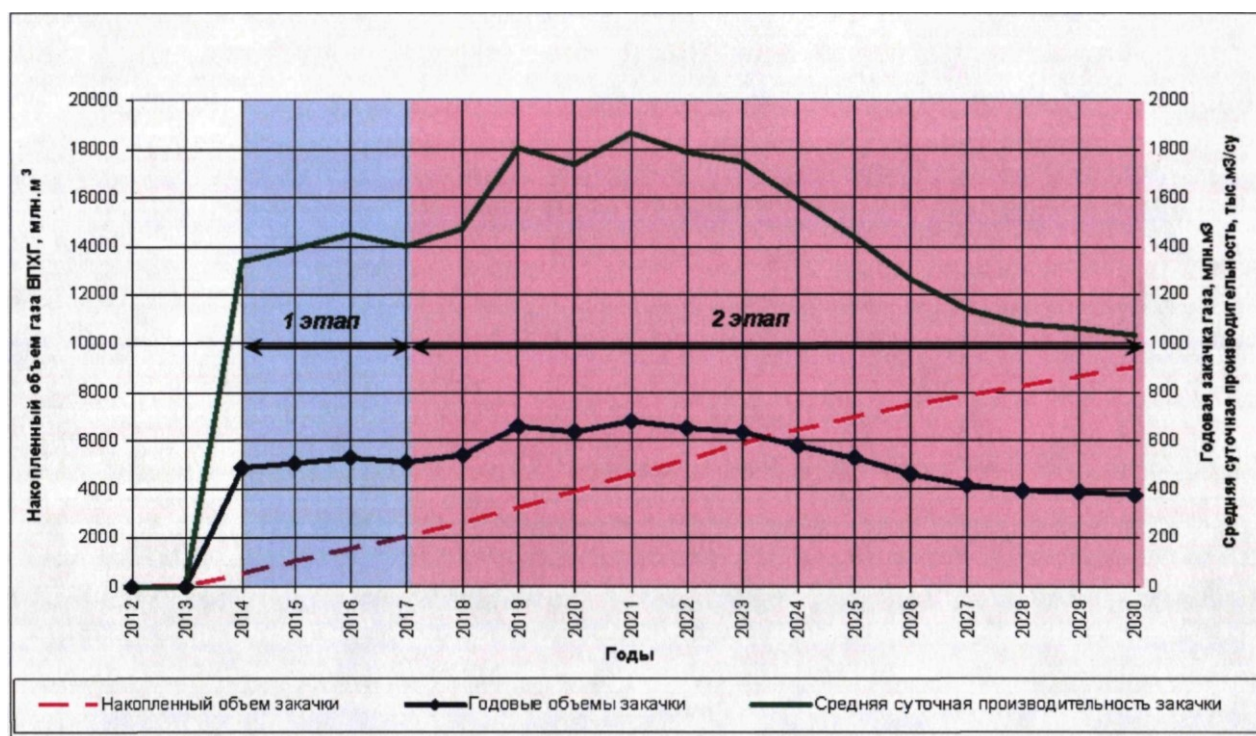


Рисунок 6.4 – Баланс попутного газа на Верхнечонском ВПХГ

Основные технические решения Верхнечонского ВПХГ обосновывались из следующих условий:

- максимальное обеспечение заданных объёмов хранения и суточной закачки попутного газа;
- давление на забое скважин ограничивается максимально допустимой величиной, определяемой с использованием усовершенствованного метода его расчёта;
- согласованность технических решений по размещению устьев скважин газонагнетательных и эксплуатационных на нефтяные залежи с

учётом направления и динамики их разбуривания при освоении и обустройстве месторождения;

- рациональное соотношение потерь давления в объектах обустройства и системе газонагнетательных скважин [6].

6.3.7 Разработка системы закачки и хранения попутного газа на Верхнечонском ВПХГ

Основная задача регулирования хранения попутного газа на Верхнечонском ВПХГ, учитывая геологические особенности пласта-коллектора, заключается в обеспечении закачки и безопасного хранения заданных объёмов попутного газа в ограниченных по ёмкости геологических объектах с учётом неопределённости исходной геолого-промысловой информации.

Для разработки системы закачки попутного газа в три газоконденсатные залежи Верхнечонского ВПХГ необходимо решить следующие задачи:

- распределить темпы и объёмы закачки попутного газа по трём залежам в зависимости от их ФЕС и степени изученности;

- для каждой залежи выбрать рациональную схему размещения газонагнетательных скважин, обеспечивающую максимальное увеличение объёмов хранения попутного газа;

- выбрать рациональную конструкцию окончаний проектных скважин;

- разработать рекомендации по повышению производительности газонагнетательных скважин;

- определить резервное число скважин.

Распределение темпов и объёмов закачки попутного газа между залежами проводилось с учётом начальных запасов и степени их геологической изученности, этапности функционирования ВПХГ. При этом,

учитывая возможный геологический риск неподтверждения запасов по категории C_2 , к проектированию ВПХГ принимались запасы с учётом возможного их сокращения на 50% по этой категории. Результаты перераспределения объёмов закачки попутного газа по залежам представлены на рисунке 6.5.

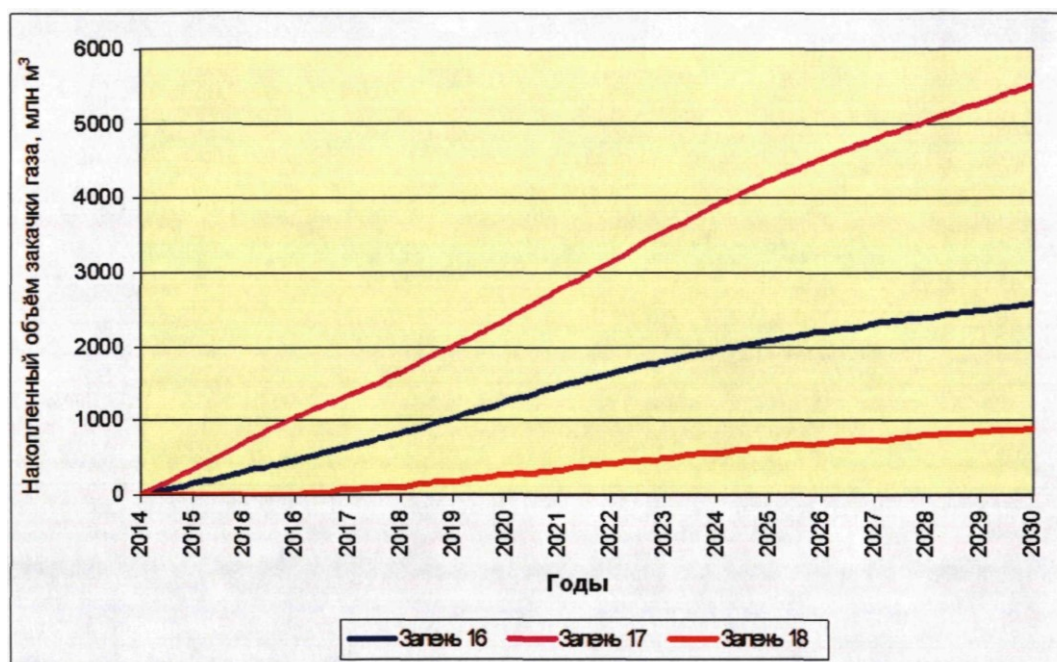


Рисунок 6.5 – Распределение объёмов закачки попутного газа по залежам Верхнечонского ВПХГ

В условиях низких ФЕС и существенной неоднородности пласта-коллектора объекта хранения предложено одиночное размещение проектных газонагнетательных скважин ВПХГ. Принимая во внимание слабую изученность объекта хранения, разнесение забоев проектных скважин в пределах каждой залежи позволяет снизить риск попадания более чем одной скважины в изолированную часть пласта и уменьшить репресссионные воронки.

Для увеличения объёмов хранения газа на Верхнечонском ВПХГ необходимо максимально аккумулировать все пропластки каждой залежи, поэтому рекомендуется вскрывать продуктивные отложения осинского горизонта проектными скважинами по всей мощности пласта от кровли до

подошвы. Проведенный анализ показал, что в условиях небольших эффективных толщин, высокой расчлененности и линзовидности пласта-коллектора наиболее эффективно использование псевдогоризонтальных скважин. Псевдогоризонтальные скважины способны аккумулировать максимальный объем пласта, поскольку имеют длину рабочего ствола 350-400 м и вскрывают все проницаемые пропластки пласта-коллектора от кровли до его подошвы.

Задача о размещении газонагнетательных скважин внутри каждой залежи решалась численным способом с помощью формализованного алгоритма формирования и выбора рационального размещения скважин, учитывающего площадное распределение ФЕС пласта. Далее полученная схема размещения скважин корректировалась с использованием трёхмерной детальной геологической модели эвристическим способом с целью увеличения аккумулируемого порового объема, путём вскрытия максимального числа изолированных пропластков. Схема вскрытия пласта 9-ю проектными газонагнетательными скважинами представлена в Приложении И.

Количественная оценка предложенной схемы размещения скважин проводилась с использованием трёхмерной двухфазной фильтрационной модели каждой залежи ВПХГ. При моделировании учитывались сложное геологическое строение, неоднородность ФЕС залежи, реальные свойства пластовых флюидов.

Схема размещения скважин и расчётная карта изобар по залежам на конец периода закачки (2030 г.) представлены в Приложении И.

Из представленной карты изобар представленной на рисунке 6.6 видно, что даже при рекомендуемом расположении проектных газонагнетательных скважин поровый объем залежей аккумулируется неравномерно, что вызвано их зонной неоднородностью и расчлененностью, низкой проницаемостью и небольшими эффективными газонасыщенными толщинами.

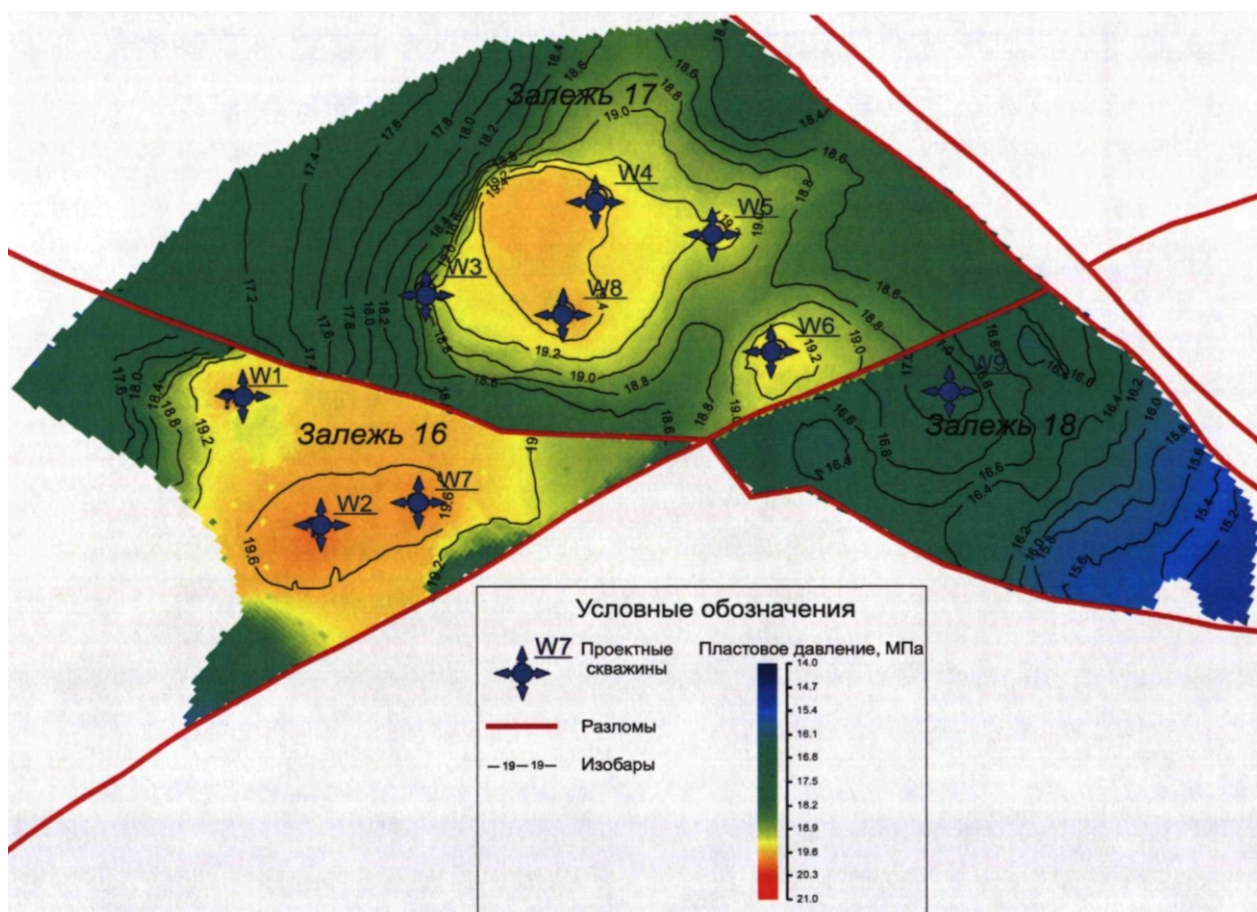


Рисунок 6.6 – Карта изобар на конец периода закачки попутного газа в Верхнечонское ВПХГ

С целью снижения репрессии на пласт или повышения экономических показателей создания Верхнечонского ВПХГ и уменьшения необходимого числа скважин их приёмистость может быть увеличена в результате проведения соляно-кислотных обработок, ГРП и т.п. В условиях низких фильтрационных характеристик пласта-коллектора объекта хранения и наличия надёжной покрышки каменной соли исследована возможность проведения ГРП.

При проведении операций гидроразрыва осинского пласта необходимо обеспечить условия для создания единой трещины гидроразрыва в сильно расчлененном коллекторе с высотой близкой к толщине пласта, не превысив давления нарушения герметичности соляной покрышки. Расчёт

условий проведения гидроразрыва доломитного пласта-коллектора с прослоями известняка со средним коэффициентом Пуассона 0,314 и покрышки каменной соли на Верхнечонском ВПХГ приведен на рисунке 6.7. Коэффициент Пуассона определялся лабораторным способом на керновом материале. Расчёты условий проводились без учёта изменения свойств пластового флюида и ФЕС породы при росте пластового давления.

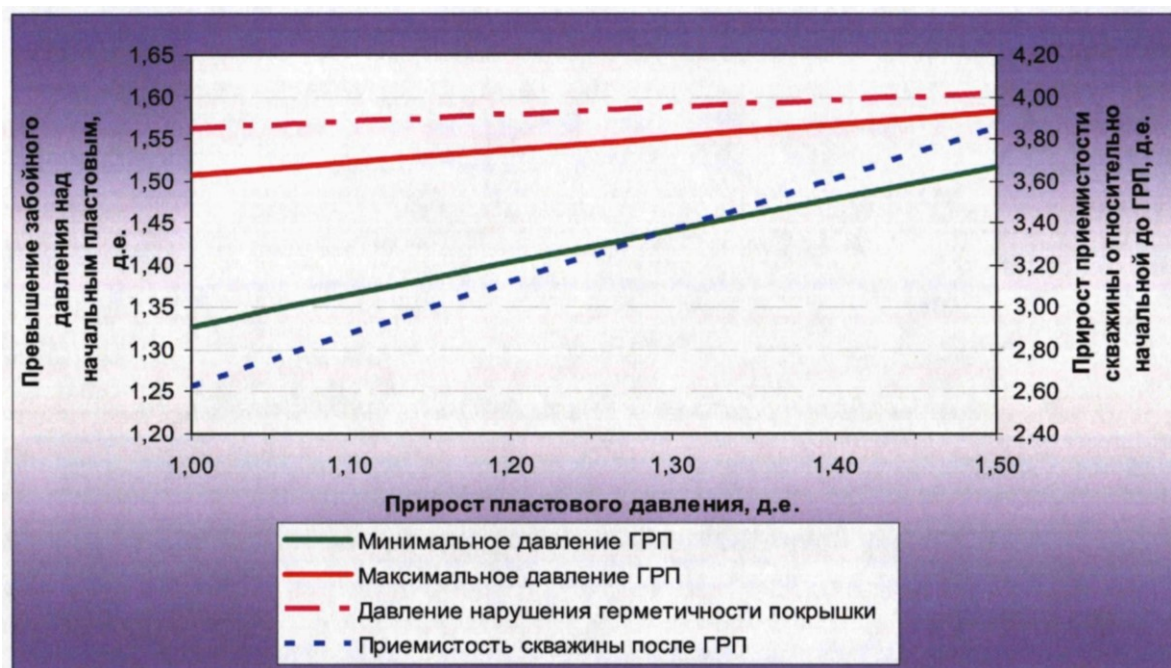


Рисунок 6.7 – Результаты расчёта условий и эффективности гидравлического разрыва пласта Верхнечонского ВПХГ

В результате проведения операций ГРП и образования трещин гидроразрыва высотой равной мощности пласта приёмистость скважин может быть теоретически увеличена более чем в 2,6 раза по сравнению с начальной (до ГРП) при заданной репрессии на пласт 1 МПа. При многолетней закачке газа рост приёмистости скважины связан с ростом пластового давления в объекте хранения. Проведение гидроразрыва низкопроницаемого пласта-коллектора позволит снизить потери давления в ПЗП и приобщить большее количество пропластков к аккумулярованию попутного газа.

Дополнительно с целью обеспечения необходимых темпов закачки попутного газа и снижения возможных рисков в условиях неопределенности исходной геолого-промысловой информации рекомендуется создание резерва скважин. В качестве резервных, с точки зрения уменьшения инвестиционной нагрузки, эффективно применение существующего фонда разведочных скважин.

По анализу технического состояния и результатов гидродинамических испытаний скважин выбраны две разведочные скважины, которые могут использоваться для нужд ВПХГ после проведения комплекса необходимых технических мероприятий [6].

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В бакалаврской работе рассматривается анализ эффективности методов утилизации попутного нефтяного газа на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении (Иркутская область). В ходе выполнения выпускной квалификационной работы выявлено, что наиболее эффективным для утилизации ПНГ для данного месторождения является закачивание его во временное подземное хранилище газа в Осинского горизонта для хранения и дальнейшего его использования. Поэтому целью экономической части является расчет стоимости установки газокompрессорной станции обратной закачки газа.

Необходимо рассчитать стоимость затраченных материалов и услуг, на установку газокompрессорной станции и эксплуатационные затраты.

7.1 Затраты на установку газокompрессорной станции

7.1.1 Расчет стоимости необходимого оборудования

Расчет стоимости необходимого оборудования для монтажа горизонтальной насосной установки представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 — Оборудование для ГКС

№	Наименование	Единица измерения	Количество	Стоимость, рублей
1	Блок газокompрессорной станции	шт.	1	1 650 000
2	Блок-бокс станции управления	шт.	1	836 000
3	Оборудование обеспечения технологического процесса		1	50 000
4	Блок системы	шт.	1	159 800
5	Технологические трубопроводы, арматура на приеме и напоре насоса		1	35 000
6	Кабель (1кВ) 1х240 кв.мм.100 метров		2	69 200
Итого				2 800 000

7.1.2 Расчет времени на проведение мероприятия

Определим нормы времени для установки газокompрессорной станции. Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е34 время на выполнение мероприятия представлено в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Время на выполнение мероприятия

Операция	Общее время, ч
Блок газокompрессорной станции	120
Блок – бокс станции управления	120
Оборудование обеспечения технологического процесса	168
Технологические трубопроводы	55
Блок системы	48
Кабель (до 1кВ) 1х240 кв. мм. длиной 100 метров	53
Итого:	564

Так как все операции могут выполняться одновременно, то общее время на мероприятие будет равно наибольшему значению. Следовательно, общее время на выполнение мероприятия будет равно: $T = 168$ (ч)

7.1.3 Расчет количества необходимой техники

В процессе сооружения потребуется следующая техника: автомобильный кран, бульдозер. В качестве такого крана и бульдозера были выбраны автомобильный кран КС 55713 и бульдозер ДСТ-УРАЛ.

Вся техника и оборудование необходимы на протяжении всего времени установки ГКС (168 часов).

Расчет амортизационных отчислений для оборудования горизонтальной насосной установки представлен в таблице 7.3. Он проведен согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 28.04.2018 N 526) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы"

Таблица 7.3 – Расчет амортизационных отчислений при установке ГКС

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол- во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Автомобильный кран КС-55713	5000000	10	500000	57,08	1	168	9589,44
Бульдозер (ДСТ-УРАЛ)	3000000	10	500000	34,25	1	168	5754
Блок газокompрессорной Компрессорной станции	1650000	1,8	29700	3,39	1	168	569,5
Блок бокс станции управления	836000	1,8	15048	1,72	1	168	288,96
Оборудование обеспечения технологического процесса	50000	2,7	1350	0,15	1	168	25,2
Технологические трубопроводы, арматура на приеме и напоре насоса	35000	2,7	945	0,11	1	168	18,48
Блок системы	159 800	1,8	2876,4	0,33	1	169	55,44
Кабель (до 1кВ) 1х240 мм ² длиной 100 метров	69200	1,8	1245,6	0,14	1	168	23,52
Итого	16324,54						

7.1.4 Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 7.4 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество	Тариф- ная ставка, руб./час	Время на проведение мероприяти я, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+70%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Инженер	6	1	159	168	26712	32054,4	58766,4
Сварщик	4	1	101	168	16968	20361,6	37329,6
Бульдозерист	5	1	104	168	17472	20966,4	38438,4
Крановщик	5	1	117	168	19656	23587,2	243243,2
Итого		11			80808	96969,6	177777,6

Из таблицы следует, что затраты на заработную плату при установке газокompрессорной станции составят 177777,6 руб.

7.2 Затраты на эксплуатацию

Далее рассчитаем стоимость эксплуатации ВКС. В состав сметных расценок на эксплуатацию машин $C_{\text{маш}}$ входят следующие статьи затрат (руб./маш.-час) :

$$C_{\text{маш}} = A + P + B + З + Э + Г + П,$$

где: A - амортизационные отчисления на полное восстановление, рублей/машино-час;

P – затраты на выполнение всех видов ремонта, диагностирование и техническое обслуживание, рублей/машино-час;

B – затраты на замену быстроизнашивающихся частей, рублей/машино-час;

$З$ – оплата труда рабочих, рублей/машино-час;

$Э$ – затраты на энергоносители, рублей/машино-час;

C – затраты на смазочные материалы, рублей/машино-час;

$Г$ – затраты на гидравлическую и охлаждающую жидкость;

$П$ – затраты на перебазировку машин с одной площадки (базы) на другую площадку (базу), включая монтаж машин с выполнением пуско-наладочных работ, демонтаж, транспортировку с погрузочно-разгрузочными работами.

По особо сложным и мощным машинам на операции, связанные с их перебазировкой, разрабатываются отдельные расценки и соответствующие затраты учитываются в сметах отдельными строками.

Таблица 7.5 – Амортизационные отчисления для оборудования ГКС

№	Наименование	Амортизационная группа	Норма амортизации	Сумма амортизации за 1 год, рублей
1	Блок газокompрессорной компрессорной станции	6 группа	1,8 %	29 700
2	Блок бокс станции управления	6 группа	1,8 %	15 048
3	Оборудование обеспечения технологического процесса	5 группа	2,7 %	1350
4	Технологические трубопроводы, арматура на	5 группа	2,7 %	945

	приеме и напоре насоса			
5	Блок системы	6 группа	1,8 %	2876,4
6	Кабель (до 1кВ) 1х240 кв.мм.длинной 100 метров	6 группа	1,8 %	1245,6
Итого				51 165

7.2.1 Заработная плата работников ГКС

Таблица 7.6 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

районный коэффициент	1,7
северная надбавка	1,8
доплата за вредность	1,12
компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1,25
компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Таблица 7.7 – Расчет заработной платы работников

	Оператор	Технолог
Часовая тарифная ставка	91	99
Районный коэффициент, руб.	63,7	69,3
Северная надбавка, руб.	45,5	49,5
Доплата за вредность, руб.	10,92	11,88
Время нахождения в пути, руб.	22,75	24,75
Вахтовый метод работы, руб.	9,1	9,9
Итого, руб./час	242,97	264,33
Время работы, часов	4320	4320
Итого, руб. за работу 1-го работника, руб	1049630	1141906
Общая сумма ЗП, руб.	2191 536	

Согласно данным расчета из таблице 7.7 для годового обслуживания газокompрессорной станции на оплату труда обслуживающим ее работникам необходимо 2191 536 руб.

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в таблице 7.8. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем согласно [У] класс I с тарифом 0,2 для предоставления услуг, связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД - 11.20.4).

Таблица 7.8 – Расчет страховых взносов

	Оператор	Технолог
ЗП, руб.	1049630	1141906
ФСС (2,9%)	30439,28	33115,26
ФОМС (5,1%)	5331,15	58237,19
ПФР (22%)	230918,7	251219,2
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,2%)	2099,26	2283,81
Всего, руб.	316988,4	344855,5
Общая сумма, руб.	661 843,8	

Общая сумма страховых взносов работников за 1 год составила 661843,8 руб.

7.2.2 Нормативные затраты на энергоносители

Определяются по основным видам энергии:

- бензин (кг/руб);
- дизельное топливо (кг/руб);
- электроэнергия (кВт-ч/руб);
- сжатый воздух (м³/руб).

Для электроэнергии топлива используется формула:

$$\mathcal{E}_d = N_d \cdot K_n \cdot (\mathcal{C}_d + \mathcal{Z}_{d,d}),$$

где - N_d норма расхода электроэнергии

Показатель N_d устанавливается:

- по паспортным данным;
- нормативам, приводимым в технической литературе;
- по фактическим данным;

K_n – коэффициент, учитывающий затраты на электроэнергию при работе пускового двигателя. При отсутствии такового - K_n не учитывается.

\mathcal{C}_d – цена электроэнергии (2,66 руб кВт час);

$\mathcal{Z}_{d,d}$ – затраты на передачу электроэнергии до машины, с учетом всех транспортных расходов.

$$\begin{aligned} \text{Э}_{\text{Блок газокompрессорной станции}} &= H_{д2} \cdot K_{п2} \cdot (C_{д2} + 3_{д,д2}) = 0,7 \cdot 1 \cdot 2,66 \\ &= 1,86 \text{ руб./маш. час ;} \end{aligned}$$

$$\text{Э}_{\text{Блок - бокс}} = H_{д2} \cdot K_{п2} \cdot (C_{д2} + 3_{д,д2}) = 1,2 \cdot 1 \cdot 2,66 = 3,19 \text{ руб./маш. час ;}$$

$$\begin{aligned} \text{Э}_{\text{Оборудование обеспечения технологического процесса}} &= H_{д5} \cdot K_{п5} \cdot (C_{д5} + 3_{д,д5}) \\ &= 0,5 \cdot 1 \cdot 2,66 = 1,33 \text{ руб./маш. час ;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Э}_{\text{Технологические трубопроводы}} &= H_{д2} \cdot K_{п2} \cdot (C_{д2} + 3_{д,д2}) = 0 \cdot 1 \cdot 2,66 \\ &= 0 \text{ руб./маш. час ;} \end{aligned}$$

$$\text{Э}_{\text{Блок системы}} = H_{д4} \cdot K_{п4} \cdot (C_{д4} + 3_{д,д4}) = 0,3 \cdot 1 \cdot 2,66 = 0,79 \text{ руб./маш. час ;}$$

$$\text{Э}_{\text{Кабель}} = H_{д5} \cdot K_{п5} \cdot (C_{д5} + 3_{д,д5}) = 0 \cdot 1 \cdot 2,66 = 0 \text{ руб./маш. час}$$

7.2.3 Нормативный показатель затрат на смазочные материалы

Коэффициент C_d определяется по формуле:

$$C_d = (0,044 \cdot C_{мм} + 0,004 \cdot C_{пс} + 0,015 \cdot C_{тм}) \cdot H_d \cdot K_n,$$

где: 0,044, 0,004, 0,015 – коэффициенты, учитывающие расход смазочных материалов;

$C_{мм}$, $C_{пс}$, $C_{тм}$ – рыночные цены на масла, пластические смазки и трансмиссионные масла с учетом всех транспортных расходов (80 руб., 70 руб., 90 руб.);

H_d – норма расхода топлива в среднем за год (50 л. в год);

K_n – коэффициент, учитывающий затраты на бензин при работе пускового двигателя. При отсутствии K_n не учитывается.

$$\begin{aligned} C_{\text{Блок системы}} &= (0,044 \cdot C_{мм3} + 0,004 \cdot C_{пс3} + 0,015 \cdot C_{тм3}) \cdot H_{д3} \cdot K_{п3} \\ &= (0,044 \cdot 80 + 0,004 \cdot 70 + 0,015 \cdot 90) \cdot 60 \cdot 1 \\ &= 309 \text{ руб./маш. год или } 0,35 \text{ руб./маш. час} \end{aligned}$$

$$C_{\text{Блок газокompрессорной станции}} = 0$$

$$C_{\text{Блок - бокс}} = 0$$

$$C_{\text{Оборудование обеспечения технологического процесса}} = 0$$

$$C_{\text{Технологические трубопроводы}} = 0$$

$$C_{\text{кабель}} = 0$$

7.2.4 Нормативные показатели затрат на гидравлическую жидкость

Коэффициент Γ определяется по формуле:

$$\Gamma = \frac{O \cdot D_{\Gamma} \cdot K_D \cdot P_{\Gamma} \cdot (C_{\Gamma} + Z_{D,\Gamma})}{T},$$

где O – средневзвешенный показатель вместимости гидравлической системы машины;

D_{Γ} – плотность жидкости (0,92);

K_D – коэффициент доливок (1,5);

P_{Γ} – периодичность полной замены жидкости (через каждые 4344 часов 2 раза в год);

C_{Γ} – цена жидкости (100 руб. / л.);

$Z_{D,\Gamma}$ – затраты на доставку (15 руб. /л.);

T – годовой режим работы (8688 час.).

7.2.5 Стоимость эксплуатации машины в год

Посчитаем стоимость эксплуатации машины $C_{\text{маш}}$:

$$C_{\text{Блок газокompрессорной станции}} = A_1 + P_1 + B_1 + \mathcal{E}_1 + \Gamma_1 =$$

$$C_{\text{Блок - бокс}} = A_2 + P_2 + B_2 + \mathcal{E}_2 + \Gamma_2 =$$

$$C_{\text{Оборудование обеспечения технологического процесса}} = A_5 + P_5 + B_5 + \mathcal{E}_5 + \Gamma_5 =$$

$$C_{\text{Технологические трубопроводы}} = A_6 + P_6 + B_6 + \mathcal{E}_6 + \Gamma_6 =$$

$$C_{\text{Блок системы}} = A_{91} + P_9 + B_9 + \mathcal{E}_9 + \Gamma_9 =$$

$$C_{\text{кабель}} = A_{10} + P_{10} + B_{10} + \mathcal{E}_{10} + \Gamma_{10} =$$

Данные по эксплуатации для каждого оборудования отдельно представлены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Стоимость эксплуатации оборудования в год

№	Наименование	Стоимость эксплуатации руб/ маш.- час	Количество часов	Стоимость эксплуатации оборудования в год
1	Блок газокompрессорной станции	9,29	8760	81380,4
2	Блок – бокс станции управления	6,17	8760	54049,2
3	Оборудование обеспечения технологического процесса	21,3	8760	186588
4	Технологические трубопроводы	2,74	8760	24002,4
5	Блок системы	5,38	8760	47128,8
6	Кабель (1кВ) 1х240 кв.мм.100 метров	5,45	8760	47472
Итого				440890,8

7.3 Расчет экономической эффективности мероприятия

Экономический эффект от проведения конкретных мероприятий может быть определен в стоимостном выражении.

Ежедневно на факеле низкого давления сжигается порядка 20000 м³ (средне значение за 2016г.)

Прибыль за счет продажи газа:

$$(20000 \times 535) / 1000 = 10\,700 \text{ р./сутки,}$$

где 535 р. – стоимость 1000 м³ газа (договорная цена на поставку газа между ПАО «ВЧНГ» и ЗАО «Иркутскэнерго»)

$$10\,700 \times 365 = 3\,905\,500 \text{ р.}$$

Прибыль от продажи газа составила 3 905 500 рублей в год.

Таблица 7.10 – Перечень работ и их стоимость

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
Затраты на оборудование	2 800 000	Пункт 3.1.1
Амортизационные отчисления(установка)	16324,54	Пункт 3.1.3
Затраты на заработную плату рабочих	177777,6	Пункт 3.1.4
Амортизационные отчисления(эксплуатация)	51165	Пункт 3.2
Затраты на заработную плату работников ГКС	2 191 536	Пункт 3.2.1
Отчисления во внебюджетные фонды	661 843,8	Пункт 3.2.2
Затраты на эксплуатацию оборудования	440890,8	Пункт 3.2.5
Транспортные услуги(15% от 1)	420 000	
Итоговая величина затрат	6 759 537,74	Сумма 1-8

8 Социальная ответственность

В данном разделе рассматриваются вопросы в части организации труда, обеспечения безопасных условий труда, экологическая безопасность окружающей среды, действия при чрезвычайных ситуациях.

Первопричиной всех травм и заболеваний, связанных с процессом труда, является неблагоприятное воздействие на организм занятого трудом человека тех или иных факторов производственной среды и трудового процесса. Это воздействие, приводящее в различных обстоятельствах к различным результирующим последствиям, зависит от наличия в условиях труда того или иного фактора, его потенциально неблагоприятных для организма человека свойств, возможности его прямого или опосредованного действия на организм, характера реагирования организма в зависимости от интенсивности и длительности воздействия (экспозиции) данного фактора[19].

Выявлены два наиболее важных и общих типа неблагоприятно действующих производственных факторов – опасные производственные факторы (ОПФ) и вредные производственные факторы (ВПФ).

8.1 Анализ вредных производственных факторов. Методы их снижения и устранения

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» перечень опасных и вредных факторов, характерных для производственной среды установки подготовки нефти Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения (УПН-1 на ВЧНГКМ), представлен в таблице 8.1 [19].

Таблица 8.1 – Перечень опасных и вредных факторов на УПН-1 на ВЧНГКМ

Наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Подготовка и хранение товарной нефти; 2. Транспорт нефти, газа и пластовой воды; 3. Подготовка воды для системы поддержания пластового давления 4.Обследование трубопроводов; 5. Обеспечение бесперебойной работы энергетического хозяйства; 6. Обслуживание технологического оборудования.	1. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 2. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов, рабочей зоны; 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 4. Химически вредные – токсические, раздражающие, сенсibiliзирующие, канцерогенные.	1. Движущиеся машины и механизмы, острые кромки, подвижные части технологического оборудования; 2. Электрический ток, повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; 3. Химически опасные – мутагенные, влияющие на репродуктивную функцию.	СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве»; СП 2.1.7.1386-03 «Санитарные правила по определению класса опасности токсичных отходов производства и потребления»; ГОСТ 12.1.007-76* «Вредные вещества»; СНиП 23-03-2003 «Защита от шума»; ПБ 09-560-03 «Правила промышленной безопасности нефтебаз».

8.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Климат района суровый, резкоконтинентальный, со значительными колебаниями температуры воздуха, как в течение суток, так и года. Температура воздуха зимой опускается до минус 58 °С, а летом повышается до плюс 39 °С. Среднемесячная температура января – минус 30 °С, июля – плюс 17,7 °С. Среднегодовая температура составляет минус 5,6 °С. Продолжительность неблагоприятного периода составляет 8 месяцев. Среднегодовая скорость ветра равна 5,2 м/с, максимальная скорость ветра доходит до 15...22 м/с.

Вышеуказанные метеорологические условия оказывают на работоспособность рабочего персонала (операторы, бригады ПРС, КРС). Для снижения вредного влияния природных факторов работающие обеспечиваются спецодеждой в соответствии с ГОСТ 12.1.005-76 “Воздух

рабочей зоны”.

8.1.2 Повышенный уровень шума

Большое значение имеет проблема производственного шума. На физическое состояние человека шум влияет следующим образом: провоцируются сердечно-сосудистые заболевания и язва желудка, нарушается обмен веществ, ослабляется внимание и человек быстро утомляется.

При текущем и капитальном ремонте, а также при обслуживании насосов рабочие подвержены интенсивному воздействию шумов. Классификация шумов установлена ГОСТ 12.1.003-76, СНиП II-12-77 и нормируется в следующих пределах: на постоянных рабочих местах и рабочих зонах - до 99 Дб. В насосной уровень шума достигает 90-100 Дб, при текущем и капитальном ремонте – 92...98 Дб. Обслуживающий персонал, работающий в насосной, снабжается индивидуальными средствами защиты (наушники). Также для улучшения условий труда рекомендуется сооружать звукоизолированные кабины, устанавливать экран.

Требования безопасности предусматривают несколько мероприятий для снижения шума: технические средства борьбы с шумом (уменьшение шума машин в источнике, применение технологических процессов, при которых уровень звукового давления на рабочих местах не превышает допустимые, и др.) □ строительно-акустические □ дистанционное управление шумными машинами □ использование средств индивидуальной защиты □ организационные (выбор рационального режима труда и отдыха, сокращение времени нахождения в шумных условиях, лечебно-профилактические и другие мероприятия).

8.1.3 Повышенный уровень вибрации

Механические колебания, передаваясь по упругим средам, могут воздействовать на тело или отдельные его части в виде вибраций. Вибрации,

передаваясь органам человека, могут вызвать в них стойкие и болезненные изменения. Особенно опасно их действие на центральную нервную систему. Наиболее тяжелым следствием длительного воздействия вибраций является виброболь.

При работе в насосной на пункте ППД обслуживающий персонал подвержен воздействию вибрации (60-75 Дб). Допустимые нормы вибрации регламентируются санитарными нормами СН 245-71.

Различают следующие методы борьбы с вибрациями □ подавление в источнике возникновения отстройка от режима резонанса изменением массы и жесткости вибрирующих конструкций или установлением нового рабочего режима вибродемпфирование, т.е. превращение энергии механических колебаний в другие виды энергии при помощи материалов с большим внутренним трением, сплавов, пластмасс, резины, дерева □ виброгашение, т.е. введение дополнительных реактивных масс – фундаментов, виброгасителей (дополнительные колебательные системы) виброизоляция – в виде пружинных резиновых или комбинированных опор.

8.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Свет – условие для работы глаза. Через центральную нервную систему свет оказывает влияние на общее нервно-психическое состояние, приводит к изменению частоты пульса и интенсивности некоторых процессов обмена веществ. Недостаток света снижает работоспособность человека, ухудшает его ориентировку в пространстве, снижает различимость предметов, способствуя аварийности и травматизму. Эффективные меры для повышения контраста объектов различения с фоном поддержание оборудования в чистоте, правильное цветовое решение элементов оборудования. Блеклость ведет к быстрому утомлению. Снизить блеклость можно правильным выбором высоты подвеса высоты светильников, использованием защитного угла светильника, применением рассеивающих свет стекол. Для улучшения яркости в поле зрения работающих в

производственных помещениях немаловажное значение имеет отражающая способность пола, стен, потолков и оборудования, которое достигается их соответствующей окраской.

8.2 Анализ опасных производственных факторов

8.2.1 Механические опасности

Для защиты от механического травмирования применяют следующие средства защиты: предохранительные тормозные, оградительные устройства, средства автоматического контроля и сигнализации, знаки безопасности, системы дистанционного управления.

В соответствии с требованиями "Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденных Ростехнадзором России 2003г., ограждаются или экранизируются оборудование, машины и установки могущие служить причиной травмирования обслуживающего персонала или вредного воздействия на него. Ограждения и экраны блокируются с пусковым устройством оборудования – технологические системы их отдельные элементы, оборудование должны быть оснащены необходимыми средствами регулирования и блокировки, обеспечивающими безопасную эксплуатацию [19].

На грузоподъемных машинах и механизмах, сосудах, работающих под давлением, должны быть обозначены их предельная грузоподъемность, давление, температура и сроки следующего технического освидетельствования.

Лебедки, краны и другие грузоподъемные механизмы должны иметь ограничители допускаемой грузоподъемности, а также надежные тормозные устройства и фиксаторы, не допускающие самопроизвольного движения груза и самого механизма.

8.2.2 Электробезопасность. Поражение электрическим током

На объектах нефтедобычи существует опасность поражения электрическим током. Приводные двигатели станков–качалок, дизель–генераторы, линии электропередач (ЛЭП), трансформаторы, ТЭНы (трубчатые электронагреватели) – вот возможные источники поражения электротоком.

Напряжение промышленной сети 380 В. Напряжение трансформаторов ТМП и ТМПН (применяемых для повышения напряжения для УЭЦН) до 6000 В.

Защитные меры

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ “ССБТ Электробезопасность. Общие требования“ являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства.

8.2.3 Аппараты под давлением

Основными особенностями технологического процесса, создающими опасности для работающих, являются:

- проведение технологического процесса при высоком давлении: осушка газа – 9,45 МПа, компрессорная установка ВД – 27 МПа;
- проведение процесса регенерации ТЭГ при повышенной температуре 204 °С;
- наличие в технологическом процессе под давлением больших количеств горючих и взрывоопасных веществ (углеводородный газ, технический пропан);

Превышение максимального допустимого давления, отказы или

выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Аппараты под давлением, например компрессорная установка, регулируются нормативным документом [20].

Для коллективной защиты аппараты под высоким давлением должны оснащаться системами взрывозащиты, которые предполагают наличие различных гидрозатворов и огнепреградителей. Также используются устройства аварийного сброса давления (обратные и предохранительные клапаны). Оператор должен использовать следующие средства индивидуальной защиты: костюм (халат) хлопчатобумажный, рукавицы комбинированные, сапоги резиновые.

8.3 Охрана окружающей среды

На стадии эксплуатации месторождений техногенному воздействию подвергаются почва, грунтовые и поверхностные воды, атмосферный воздух. Факторы воздействия – выбросы загрязняющих веществ, забор свежей воды из поверхностных и подземных источников, размещение отходов, шум.

Технологические процессы, существующие в газовой промышленности, сопровождаются выбросами в почву, водоемы и атмосферу значительных количеств производственных отходов, загрязняющих воду, воздух и почву.

Источниками постоянного воздействия загрязняющих веществ на атмосферный воздух от технологического оборудования являются:

- дефлекторы и вентиляционные трубы цехов осушки газа, регерации ТЭГа и ЗПА;
- дымовые трубы блоков огневой регенерации ТЭГа, установки подогрева топливного газа и газовые водонагреватели;

- неплотности во фланцевых соединениях оборудования, размещенного на открытых аппаратных площадках. Источниками периодического воздействия на атмосферный воздух являются:

- дыхательные клапаны резервуаров складов метанола и ТЭГа;
- сброс газа при плановых осмотрах, ремонте оборудования. В целях обеспечения охраны окружающей среды должны постоянно выполняться следующие требования:

- обеспечение полной герметизации технологических процессов подготовки газа;

- контроль технологических процессов с помощью средств автоматики;

- сбор возможных утечек продукта должен осуществляться только в дренажные ёмкости;

- все виды сбросов газа должны осуществляться на свечу, сбросы при продувке скважин на факел;

- должна постоянно проводиться работа по выявлению утечек вредных веществ

В тех же целях должен постоянно проводиться контроль за всеми газоопасными работами, за чистотой атмосферы в санитарно-защитных зонах и содержанием вредных веществ в промышленной зоне, в промышленных стоках и водах водного бассейна.

Сброс загрязненных сочных вод, содержащих ядовитые органические и неорганические вещества, приводит к уничтожению растительности и рыбных богатств, ограничивает возможность использования водоемов для питьевого и промышленного водоснабжения, что приносит огромный ущерб народному хозяйству.

На УПН предусмотрены следующие системы канализации:

- производственная;
- хозяйственно-бытовая;
- производственная солесодержащих сточных вод.

В систему производственной канализации отводятся пластовая и конденсационная вода от технологических установок, а также сточные воды от промывки технологического оборудования.

В систему хозяйственно-бытовой канализации отводятся стоки от санитарных приборов, установленных в бытовых помещениях УПН, а также холостые сбросы воды для предохранения канализационной сети от замерзания. Количество бытовых сточных вод от площадки УПН равно водопотреблению на хозяйственно-питьевые нужды и составляет $30 \text{ м}^3 / \text{сут.}$ В систему канализации солесодержащих сточных вод постоянно отводятся сточные воды ХВО котельной в количестве $6,5 \text{ м}^3 / \text{сут.}$

Нормативно очищенные хозяйственно-бытовые и производственные стоки насосной станцией по закачке в пласт направляются в поглощающие скважины. В аварийном случае, когда поглощающие скважины, по каким-либо причинам не могут быть использованы по своему назначению, очищенные стоки из резервуара направляются на сжигание в огневой нейтрализатор промышленных стоков НПГФ40, расположенный на площадке поглощающих скважин. Аварийные сбросы производственных сточных вод для предупреждения загрязнения окружающей среды предусмотрено направлять в аварийный резервуар и затем постепенно направлять на очистные сооружения.

Для утилизации выбросов газа на УПН предусмотрены системы сброса на факел и на свечу. Сброс газа от предохранительных клапанов осуществляется на свечу в атмосферу без сжигания, так как он происходит только при нарушении технологического режима и непродолжителен по времени. В случае необходимости предусмотрен также сброс газа в атмосферу с аппаратов воздушного охлаждения.

В технологических цехах предусмотрена дренажная система сброса газа и паров с отдельных аппаратов и емкостей. При адсорбционной осушке газа отработанный адсорбент после двух лет эксплуатации выгружается из адсорберов.

Проблема охраны окружающей среды и обеспечение экологической безопасности охватывает все сферы жизнедеятельности человека. В наше время сложилась тревожная экологическая обстановка. Растут объемы промышленных отходов; больше 2/3 источников загрязнены, происходит опасное загрязнение подземных вод. Часть продуктов питания опасно использовать в пищу. Растет заболеваемость аллергическими, онкологическими и другими заболеваниями.

Нефтяная и газовая промышленность является одним из наиболее опасных отраслей по загрязнению окружающей среды.

При разработке нефтяных и газовых месторождений проводят следующие природоохранные мероприятия:

- предотвращение оборудования открытых фонтанов, а также потерь нефти и газа в процессе добычи (установка на устьях скважин, оборудованных ШГН сальников высокого давления;
- герметизация насосного оборудования, фонтанной арматуры, трубопроводов, резервуаров и других нефтепромысловых сооружений;
- с целью герметизации водоводов и трубопроводов использовать ингибиторы коррозии и проводить их своевременный ремонт);
- сохранение чистоты атмосферы, почвы, водоемов (регулярно проводить ликвидацию водонефтяных проявлений на поверхности почвы, проводить рекультивацию земель, а также обеспечивать герметичность нефтепромыслового оборудования).
- очистка и утилизация сточных вод, уничтожение отходов;
- комплексное рациональное использование природного и попутного газа и нефти; повышение нефтеотдачи пласта за счет внедрения новых методов интенсификации добычи.

Характер и возможные источники загрязнения

При бурении, добыче, сборе и транспорте нефти имеет место загрязнение почв и грунтов. Его можно условно разделить на три типа: нефтяное загрязнение, загрязнение нефтепромысловыми сточными водами

(НСВ) и смешанное (нефтью и НСВ).

Загрязнение почв происходит при нарушении герметичности нефтепроводов, водоводов со сточной водой, при утечках жидкости с ДНС, ГЗНУ, КНС, при проведении ремонтов скважин и т.д.

8.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. Вещества, применяемые при тушении пожаров, должны обеспечивать высокий эффект тушения, не оказывать вредного воздействия на организм, быть доступными и дешевыми.

Вода в настоящее время пока остается наиболее распространенным и наиболее доступным средством пожаротушения. Для тушения пожара предусмотрена система пожарного водоснабжения, указания по которому даны СНиП 11-58-75 (“Электростанции тепловые”) и в СНиП 11-34-74 (“Водоснабжение. Наружные сети и сооружения”). В мерах пожарной безопасности операторы по добыче нефти в процессе работы должны поддерживать порядок и чистоту на площадке вокруг скважин. Вокруг скважин нельзя разбрасывать ветошь, допускать разлива нефти. В случаях разлива надо очистить площадку от нефти, а затем засыпать песком.

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломami, ведрами и огнетушителями ОХП-10, ОУ-2, ОУ-5. Курение разрешено в специально отведенных местах.

Для тушения пожара в качестве огнегасительных средств используют воду в виде пара или в распыленном виде, инертные газы (CO_2 , N_2), пены, порошки. Для тушения находящихся под напряжением электросетей используют углекислоту. В насосных станциях применяют автоматические сигнализаторы горючих газов и электрическую пожарную сигнализацию с тепловыми, термоэлектрическими датчиками.

Для контроля за состоянием пожарных средств и сигнализации, а также для обеспечения их нормальной работы руководитель объекта

назначает ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала объекта.

Мероприятия по противопожарной безопасности проводятся в ОАО “ВЧНГ” в соответствии с указаниями, приведенными в СНиП II- А.5-70.

На нефтепромысле имеется комплект противопожарного инвентаря:

- пожарные центробежные насосы ПН-30К;
- багры пожарные ПБТ с металлическим стержнем и ПБН с насадкой и большим крюком;
- топоры пожарные: ПП- пожарный поясной;
- крюки пожарные ПКЛ, ПКТ- тяжелые;
- стволы пожарные КР-Б, СА, ПС-50-70;
- рукава пожарные;
- стволы пожарные ручные СПР-2;
- фонари пожарные ФЭП-И – индивидуальные;
- лестницы пожарные.

Контроль за соблюдением правил пожарной безопасности ведут сотрудники государственного пожарного надзора.

Наиболее опасной по последствиям аварией на декларируемом объекте является авария по сценарию С33.6 – «Разгерметизация одного из сепараторов I ступени 001-301-V-01...001-303-V-01 → выброс газа и нефти → испарение нефти с площади пролива → формирование облака ГПВС + возрастание концентрации газа и паров нефти в облаке до взрывоопасного предела → образование источника инициирования взрыва → взрыв облака ГПВС → воздействие избыточного давления на людей, оборудование, здания и сооружения». Масса вещества, участвующего в аварийной ситуации, – 13,780 тонн (в том числе: газ – 0,119 т., пары нефти – 13,661 т.).

В качестве реализации перспективных мероприятий по уменьшению риска аварий и повышению уровня промышленной безопасности на декларируемом объекте рекомендуется осуществить следующие организационные мероприятия:

- проводить обучение и аттестацию персонала;
- периодическое обучение персонала действиям в аварийных ситуациях;
- планирование и проведение противоаварийных тренировок;
- периодический визуальный контроль за состоянием технологических трубопроводов;
- проведение профилактических осмотров технологических трубопроводов и технологического оборудования;
- проведение периодического обследования и дефектоскопии сварных соединений технологических трубопроводов и технологического оборудования;
- периодическая проверка и индивидуальное испытание запорной арматуры;
- проведение периодических (по утвержденному графику в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей) обследований и ремонтов технологического оборудования;
- составление планов-графиков мероприятий, согласованных с надзорными органами исполнительной власти, по приведению соответствующего оборудования в соответствие с нормами и правилами безопасной эксплуатации промышленного оборудования;
- поддержание в работоспособном состоянии систем обнаружения пожара, первичных средств пожаротушения;
- периодическая проверка систем сигнализации и автоматики;
- антитеррористическая подготовка персонала.

8.5 Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирования проектных решений

8.5.1 Организационные мероприятия

Подготовка рабочего места и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в

управлении и ведении которого находится оборудование. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно-ремонтного других задействованных организаций. Ответственный руководитель и производитель работ (наблюдающий) перед допуском к работе должны выяснить у допускающего, какие меры безопасности приняты при подготовке рабочего места, и совместно с допускающим проверить подготовку рабочего места личным осмотром в пределах рабочего места.

Допуск к работе по нарядам и распоряжениям после подготовки рабочего места должен проводиться непосредственно на рабочем месте. При этом допускающий должен:

- проверить соответствие состава бригады указаниям наряда (распоряжения) – по именным удостоверениям;
- доказать бригаде, что напряжение отсутствует, показом установленных заземлений или проверкой отсутствия напряжения, если заземления не видны с рабочего места.

Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж. Без проведения целевого инструктажа допуск к работе не разрешается.

Целевой инструктаж при работах по наряду (распоряжению) проводят:

1. выдающий наряд – ответственному руководителю (если он не назначается производителю работ или наблюдающему);
2. допускающий – ответственному руководителю работ, производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;
3. ответственный руководитель работ – производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;

4. производитель работ (наблюдающий) – членам бригады.

Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений.

Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего.

После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ.

После оформления производителем работ и ответственным руководителем работ в наряде полного окончания работ наряд сдается допускающему. Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале. Перед включением электроустановки после полного окончания работ оперативный персонал убеждается в готовности электроустановки к включению, снимает временные ограждения, переносные плакаты безопасности и заземления, восстанавливает постоянные ограждения.

В аварийных случаях, до полного окончания работ, оперативный персонал или допускающий могут включить в работу выведенное в ремонт электрооборудование или электроустановку в отсутствие бригады при условии, что до прибытия производителя работ и возвращения им наряда на рабочих местах расставлены работники, обязанные предупредить производителя работ и всех членов бригады о включении электроустановки и

запрете возобновления работ.

8.5.2 Особенности законодательного регулирования проектных решений

Согласно ТК РФ Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом, вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера, – 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, – 16 календарных дней [22].

Заключение

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены общие сведения о Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении, геолого-промысловые и геологофизические характеристики, особенности строения пластов и залежей нефти, основные физические и химические свойства нефти и ПНГ, характеристика запасов нефти, динамика разработки и состояние фонда скважин. Проведен анализ текущего состояния разработки месторождения, рассмотрена, система сбора скважинной продукции, технологическая схема подготовки нефти и использования попутного газа на месторождении.

После рассмотрения технологической схемы подготовки нефти была поставлена задача об утилизации 95% газа, выделившегося после сепарации нефти.

Для решения этого вопроса изучены основные способы утилизации ПНГ и каждый из них проанализирован на возможность применения на Верхнечонском месторождении. После проведенного анализа, выделен наиболее приемлемый способ утилизации попутного нефтяного газа - закачивание его во временное подземное хранилище газа в Осинского горизонта для хранения и дальнейшего его использования.

ЭСН-2 потребляет 57 млн. м³/г, что позволяет утилизировать 4,4 % ПНГ. [4]

ЭСН-3 в зависимости от нагрузки может потреблять до 136 млн. м³/г газа, что позволяет утилизировать от 8 до 11 % ПНГ.

На первом этапе работы ВПХГ 2013 – 2016 гг. в Осинский горизонт закачивается примерно 1000 млн. м³/г газа через 10 газонагнетательных скважин, что позволяет утилизировать 84-87 % ПНГ.

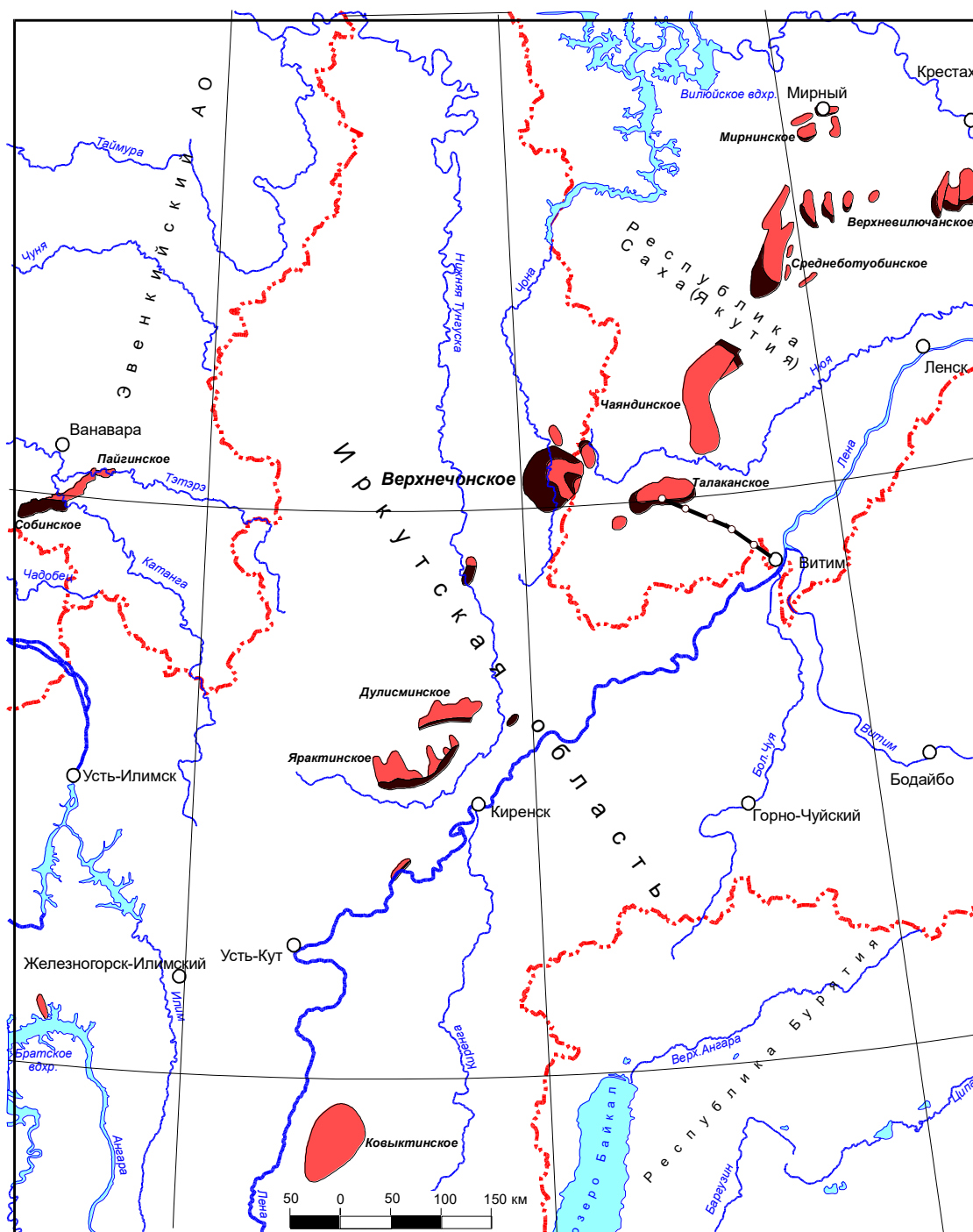
Эти методы позволяют обеспечивать утилизацию попутного нефтяного газа до 95% и выполнять лицензионные требования по недропользованию и охране окружающей среды.

Список используемой литературы

1. Проектная документация «Система сбора, подготовки, внутрипромыслового транспорта нефти и обустройства ВЧНГКМ. ПРМ. Фаза 3. Объекты строительства 2012-2013 гг.», 2011 г. ЗАО "ГК "РусГазИнжиниринг".
2. Отчет «Дополнение к технологической схеме разработки верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения», Тюмень, 2015г. ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 г. № 1148 “Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа”
4. Годовой отчет ПАО ВЧНГ за 2016 год
5. Постановление Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 № 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках»
6. Исаева Наталья Александровна «Разработка технологии и методов регулирования хранения попутного газа в пластах-коллекторах временных подземных хранилищ» Диссертация 122 с.
7. Статья Энердата (Enerdata): «Будущее отрасли GTL»
8. Статья концерна Shell «Pearl GTL реализация проекта мирового уровня на благо партнеров и потребителей», 20с.
9. «Технология GTL избавляет от страха, что нефть закончится», журнал «Популярная механика» №8, Август 2014 г.
10. Технологический регламент на эксплуатацию установки подготовки ПАО ВЧНГ
11. Технологический регламент на эксплуатацию установки подготовки газа ПАО ВЧНГ

12. Требин Г.Ф., Капырин Ю.В., Скороваров Ю.П., Фукс А.Б., Фукс Б.А. «Нефти месторождений Восточной Сибири», журнала «Геология нефти и газа» в 1988 г.
13. Статья на сайте Российской ассоциации экспертных организаций «Ростехэкспертиза» «Проблемы использования попутного нефтяного газа в России»
14. Р. В. Халтурина Лаборатория отделения производственной инфраструктуры НАЦ РН
15. Оценка способов утилизации попутного нефтяного газа Михайлова Н. Л., Выгузова М. А, 2017 г. статья. «Современные технологии: актуальные вопросы, достижения инновации», Пенза МЦСН «Наука и просвещение»
16. «Попутный нефтяной газ. Технологии добычи, стратегии использования» Соловьянов А.А., Тетельмин В.В., Язев В.А., Долгопрудный 2013 г.
17. Предложения по мерам повышения экономической эффективности реализации «Концепции комплексной программы утилизации газа и развития газотранспортной системы Красноярского края и Иркутской области НК «Роснефть» с учетом государственного регулирования и стимулирования» Российская академия наук сибирское отделение В. В. Кулешов В. А. Крюков Новосибирск 2009 г.
18. ГОСТ 31369-2008. Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава
19. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы классификация
20. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
21. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения
22. ТК РФ, Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом

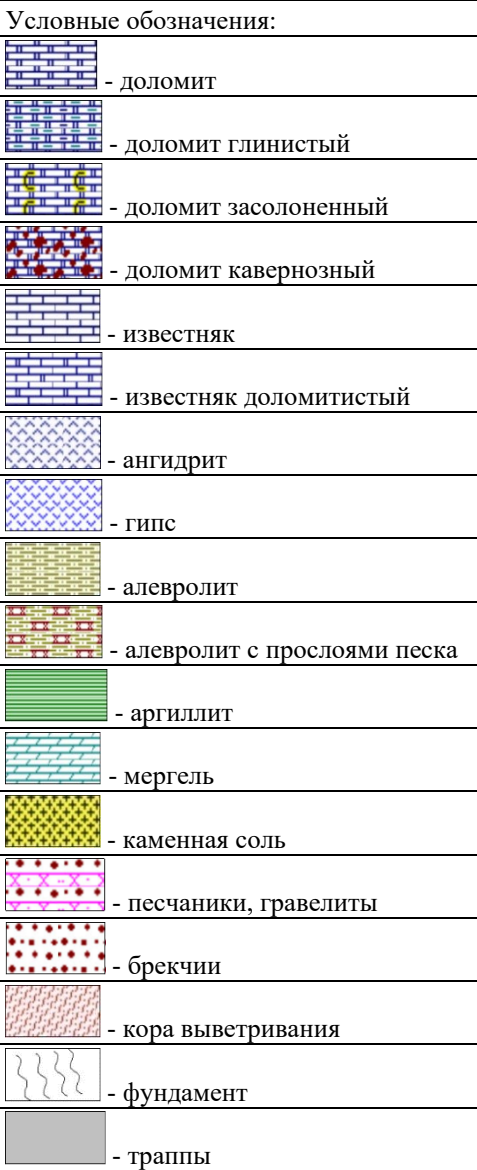
Приложение А (справочное) Обзорная карта района



Условные обозначения
Месторождения

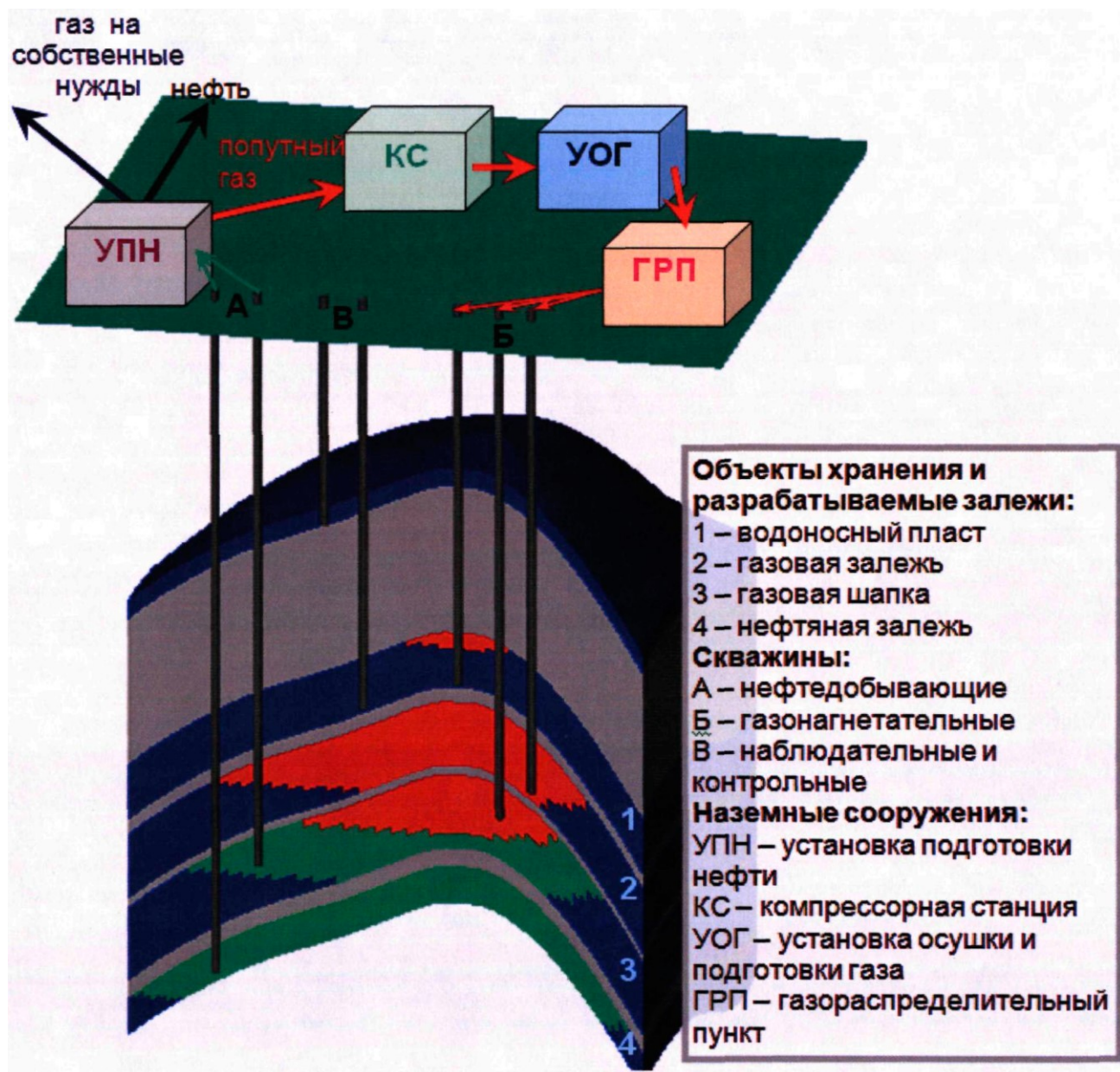


Сводный литолого-стратиграфический разрез Верхнечонского месторождения



Приложение В (справочное)

Технологическая схема многолетней заправки и хранения попутного газа на ВПХГ



Приложение Г
(справочное)

**Сопоставление запасов газоконденсатного газа по геологической модели
с подсчетом запасов для пласта Осинского горизонта**

Параметр	Ед. изм.	Подсчет запасов	Модель	Расхождение	
				абс. ед.	%
Всего по пласту Ос					
Начальные геологические запасы свободного газа	млн. м³	88705	87282	-1423	-1,6
Начальные геологические запасы свободного газа (в пределах лицензии)	млн. м³	73719	75509	1790	2,4
Блоки III+IV+V+VI. Категория C1 (в пределах лицензии)					
Начальные геологические запасы свободного газа	млн. м³	3411	3364	-47	-1,4
Объем газонасыщенных пород	тыс. м³	228577	224185	-4392	-1,9
Площадь газоносности	тыс. м²	18979	18462	-517	-2,7
Средняя эффективная газонас. толщина	м	12,04	12,14	0,10	0,8
Средний коэффициент пористости	д. ед.	0,080	0,080	0	0,0
Средний коэфф. нач. газонасыщенности	д. ед.	0,900	0,900	0	0,0
Блоки III+IV+V+VI. Категория C2 (в пределах лицензии)					
Начальные геологические запасы свободного газа	млн. м³	13470	13699	229	1,7
Объем газонасыщенных пород	тыс. м³	933835	932570	-1265	-0,1
Площадь газоносности	тыс. м²	104823	104557	-266	-0,3
Средняя эффективная газонас. толщина	м	8,91	8,92	0,01	0,1
Средний коэффициент пористости	д. ед.	0,08	0,082	0,002	2,5
Средний коэфф. нач. газонасыщенности	д. ед.	0,87	0,87	0	0,0
Блоки VII+VIII. Категория C2 (в пределах лицензии)					
Начальные геологические запасы свободного газа	млн. м³	38109	39425	1316	3,5
Объем газонасыщенных пород	тыс. м³	2380926	2438479	57553	2,4
Площадь газоносности	тыс. м²	189385	204370	14985	7,9
Средняя эффективная газонас. толщина	м	12,57	13,93	-0,64	-5,1
Средний коэффициент пористости	д. ед.	0,09	0,09	0	0,0
Средний коэфф. нач. газонасыщенности	д. ед.	0,09	0,0898	-0,0002	-0,2
Блок IX. Категория C2 (в пределах лицензии)					
Начальные геологические запасы свободного газа	млн. м³	18729	19021	292	1,6
Объем газонасыщенных пород	тыс. м³	1427450	1398069	-29381	-2,1
Площадь газоносности	тыс. м²	142745	141493	-1252	-0,9
Средняя эффективная газонас. толщина	м	10,00	9,88	-0,12	-1,2
Средний коэффициент пористости	д. ед.	0,08	0,08	0	0,0
Средний коэфф. нач. газонасыщенности	д. ед.	0,83	0,85	0,02	2,4

Приложение Д
(справочное)

Верхнечонское месторождение. Результаты испытания Осинского горизонта в разведочных скважинах

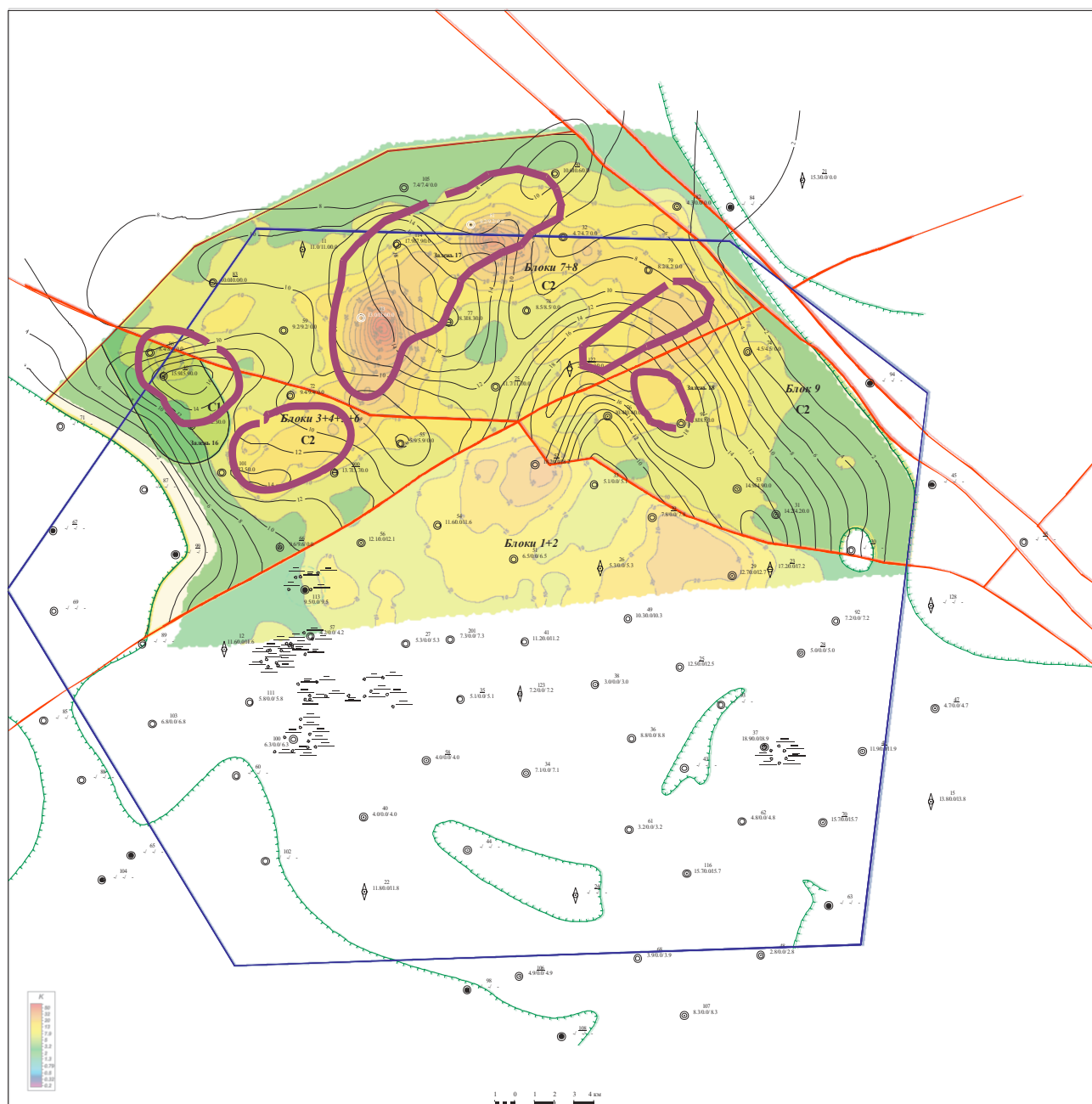
№ п/п	№ скв.	Категория запасов	Интервал перфорации	Объём HCl м ³	шт. мм	шб. мм	Р труб. (атм.)	Р затр. (атм.)	дебит газа тыс. м ³ /сут	дебит конденсата м ³ /сут.	Рпл. (атм.)	Т пл. ° С
1	46	C ₁	1408-1435	5 (15%)	8	12,7			110	8,2	155	
2	112	C ₁	1387-1399, 1407-1419	25 (12%)	10	19,05	106	110	179,8	17,24		
3	122	C ₂	1283-1304	10 (12%)	6	9,51	23		28	1,2	156	16
4	114	C ₂	1384-1402	ванна HCl (13%)	4	6,35	127 на ВД	137 на ВД	32	1,8		
5	78	C ₂	1305-1312	7 (15%)	8	11,1	117 на ВД	123,9 на ВД	45,8	0,58	145	16
6	77	C ₂	1380-1408	24 (15%)	6	7,95	120 на ВД	121 на ВД	13,8		142	
7	73	C ₂	1379-1389	ванна 0,4 (12%)	6		131 на ВД		54,8	2,44	144	15
8	80	Кровля усольской свиты			Аварийный выброс газа с водой 300-350 м ³ /сут.							

Приложение Е
(справочное)

Расчет запасов свободного газа Осинского пласта Верхнечонского месторождения

Залежь	Участок скважин	Категория запасов	Зона насыщения	Расчетные параметры									Начальные балансовые запасы газа, млн. м ³	Коэффициент извлечения конденсата	Потенциальное содержание C ₅ +B	Мольное содержание, %	Начальные запасы конденсата, тыс. т <u>баланс.</u> извлеч.	Балансовые запасы газа за вычетом конденсата млн. м ³ <u>начальные</u> остаточные
				F, тыс. м ²	h, м	V, тыс. м ³	m	b	Ph	Pk	a	f						
16	Блок III+IV+V+VI (46-112)	C1	газоконденсат	25592	11,5	294308	0,08	0,90	15,1	0,1	1,37	1,02	4392	0,8	43,56	1,08	<u>191</u> 153	<u>4345</u> 4344
16	Блок III+IV+V+VI (46-112)	C2	газоконденсат	114628	8,6	985801	0,08	0,87	15,1	0,1	1,37	1,02	14220	0,8	43,56	1,08	<u>619</u> 495	<u>14066</u> 14066
17	Блок VII+VIII (11-122)	C2	газоконденсат	297137	10,8	3209080	0,09	0,90	14,4	0,1	1,37	1,02	51364	0,8	43,56	1,08	<u>2237</u> 1790	<u>50810</u> 50809
18	Блок IX (31-91)	C2	газоконденсат	142745	10,0	1427450	0,08	0,83	14,4	0,1	1,37	1,02	18729	0,8	43,56	1,08	<u>816</u> 653	<u>18527</u> 18527
Итого:		C2	газоконденсат	554510	10,1	5622331							84313	0,8	43,56	1,08	<u>3672</u> 2938	<u>83403</u> 83402

Приложение Ж
(справочное)
Совмещенная карта эффективных толщин и проницаемости Осинского продуктивного горизонта



Зоны, рекомендуемые под закачку газа

Приложение И (справочное)

Схема вскрытия объекта хранения проектными скважинами Верхнечонского ВПХГ. Профили геологической модели по разведочным скважинам

